

MODELAÇÃO DO COMPORTAMENTO DINÂMICO DE UM AEROGERADOR EM OPERAÇÃO

PEDRO MIGUEL COSTA GONÇALVES

Dissertação submetida para satisfação parcial dos requisitos do grau de
MESTRE EM ENGENHARIA CIVIL — ESPECIALIZAÇÃO EM ESTRUTURAS

Orientador: Professor Filipe Manuel Rodrigues Leite Magalhães

JUNHO DE 2018

MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA CIVIL 2017/2018

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL

Tel. +351-22-508 1901

Fax +351-22-508 1446

✉ miec@fe.up.pt

Editado por

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Rua Dr. Roberto Frias

4200-465 PORTO

Portugal

Tel. +351-22-508 1400

Fax +351-22-508 1440

✉ feup@fe.up.pt

🌐 <http://www.fe.up.pt>

Reproduções parciais deste documento serão autorizadas na condição que seja mencionado o Autor e feita referência a *Mestrado Integrado em Engenharia Civil - 2017/2018 - Departamento de Engenharia Civil, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2018*.

As opiniões e informações incluídas neste documento representam unicamente o ponto de vista do respetivo Autor, não podendo o Editor aceitar qualquer responsabilidade legal ou outra em relação a erros ou omissões que possam existir.

Este documento foi produzido a partir de versão eletrónica fornecida pelo respetivo Autor.

Aos meus pais e ao meu irmão

AGRADECIMENTOS

Esta tese não teria sido possível se, ao longo, do meu percurso académico não tivesse tido apoio dos docentes e colegas de faculdade. No entanto tenho de expressar um agradecimento especial:

- Ao professor Filipe Magalhães, que me apresentou ao tema desafiador, pelos conhecimentos transmitidos ao longo do percurso académico e por apresentar disponibilidade para esclarecer dúvidas e problemas que surgiram ao longo da tese, mesmo quando não eram marcadas reuniões.
- Ao colega João Pacheco que se mostrou sempre disponível para me explicar conceitos e procedimentos que não estava familiarizado.
- À professora Isabel Ribeiro pelo apoio dado em relação aos erros no Matlab.
- Aos meus colegas que sempre me apoiaram nos melhores e piores momentos.
- Aos meus pais e irmão que estiveram sempre ao meu lado.
- À EDP Renováveis e VESTAS pelo apoio dado à realização do trabalho.

RESUMO

A energia sempre foi um recurso necessário para o funcionamento da sociedade. Devido a problemas ambientais e ao aumento do custo das fontes de energia tradicionais, o papel das energias renováveis tem aumentado consideravelmente. Sendo das energias com mais impacto e futuro no campo das renováveis, a tendência futura dos geradores eólicos corresponde ao aumento da produção com instalação de mais geradores e o aumento das dimensões dos mesmos.

Estruturas deste tipo, esbeltas, com carregamentos cíclicos são propensas a sofrerem fenómenos de ressonância, desgaste rápido e fadiga. Com os avanços tecnológicos e o consequente aumento das dimensões da estrutura, a integridade estrutural, segurança e a análise dinâmica de novas soluções têm maior importância no dimensionamento de geradores eólicos.

Assim, a presente tese tem como objetivo estudar o funcionamento geral de um gerador eólico e o comportamento da estrutura às ações exteriores com base na utilização de ferramentas numéricas capazes de simular a resposta da estrutura, em condições normais de operação. A análise é realizada usando o software FAST v.8, que contrariamente aos softwares tipicamente utilizados no âmbito da engenharia civil, tem em consideração o movimento das componentes da estrutura e esquemas de controlo que adaptam a estrutura em função das condições do vento.

A presente dissertação apresenta os conceitos teóricos base que suportam o software FAST e mostra o tipo de resultados que é possível obter com este software. A qualidade dos resultados da simulação foi validada através da comparação com resultados experimentais obtidos através de ensaios que permitem identificar experimentalmente as características dinâmicas da estrutura.

Palavras-chave: análise dinâmica, gerador eólico, modelação numérica, FAST, fadiga

ABSTRACT

Energy has always been a precious resource for modern society. Due to environmental problems involving climate change and the increase cost of the more traditional energy sources, the role of renewable energies has increased significantly. Being one of the most impactful and with good prospects, within the renewable energies, wind turbines trend is to increase production by installing more turbines and increasing the dimension of its components.

Slender structures like wind turbines, with cyclical loads are prone to suffer from overall wear, resonance problems and fatigue. With these technological advances and bigger structures, structural integrity, safety conditions and dynamic analysis of new solutions have a bigger impact in the design of wind turbines.

Thus, this thesis is focused on analyzing wind turbine performance, as well as the behavior of the structure to external loads, based on the development of numerical tools capable of simulating the structure response, with greater focus on modal properties. The software used for the analysis is FAST v.8, witch contrary to the software typically used in civil engineering considers the motions of the components of the wind turbine, and the control systems responsible for the adaptation of the structure considering the various conditions of operation.

The present dissertation presents the basic theoretical concepts that support the software FAST and shows the kind of results and analysis that can be performed using FAST.

The efficiency of the results from the simulation are validated through a comparison with the experimental results generated by tests capable of identifying the structure's main dynamic characteristics.

Keywords: dynamic analysis, wind turbine, numerical modeling, FAST, fatigue

Índice Geral

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJETIVOS	1
1.2 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO	2
1.3 CONTEXTO HISTÓRICO	3
2 COMPONENTES E COMPORTAMENTO DE UM GERADOR EÓLICO	7
2.1 TIPOLOGIAS DE GERADORES EÓLICOS	7
2.2 COMPONENTES	8
2.2.1 Fundação	8
2.2.2 Torre	8
2.2.3 Nacelle	9
2.2.4 Rotor	9
2.2.5 Gerador	10
2.2.6 Sistema de controlo	10
2.3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA	11
2.3.1 Teoria do momento axial	11
2.3.2 Teoria do momento angular	13
2.3.3 Teoria do elemento pá	15
2.3.4 Sistemas de controlo	16
2.3.4.1 Controlo da orientação das pás	16
2.3.4.2 Controlo de velocidade de rotação do rotor	17
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	18
3 CONDIÇÕES A SIMULAR E MODELAÇÃO DE UM GERADOR EÓLICO	21
3.1 INTRODUÇÃO	21
3.2 PRINCÍPIOS E CONDIÇÕES A SIMULAR	21
3.3 SOFTWARE UTILIZADO NA MODELAÇÃO: FAST	24
3.4 FERRAMENTAS COMPLEMENTARES	27
3.4.1 Linearização	28
3.4.2 Fadiga	29
3.4.3 Visualização	31
3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	32
4 CARACTERIZAÇÃO DO CASO DE ESTUDO	33
4.1 LOCALIZAÇÃO	33
4.2 GERADOR EÓLICO V100-1.8MW	34
4.3 CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO	36
4.4 CARACTERIZAÇÃO EXPERIMENTAL DOS PARÂMETROS MODAIS	39
4.4.1 Ensaio de vibração ambiental	39
4.4.2 Equipamento utilizado	40
4.4.3 Processamento de dados	41
4.4.4 Resultados	41
5 MODELAÇÃO DO AEROGERADOR	45
5.1 MODELOS ESTRUTURAIS SIMPLIFICADOS	45

5.2	MODELO FAST	53
5.2.1	<i>ElastoDyn</i>	53
5.2.2	<i>InflowWind</i>	55
5.2.3	<i>AeroDyn</i>	56
5.2.4	<i>ServoDyn</i>	59
5.2.5	<i>Considerações finais sobre o modelo</i>	62
5.3	RESULTADOS	63
5.3.1	<i>Ensaio vibração livre</i>	63
5.3.2	<i>Validação do sistema de controlo</i>	64
5.3.3	<i>Comparação com as observações do sistema SCADA</i>	66
5.3.4	<i>Simulação de uma paragem de emergência</i>	69
5.3.5	<i>Análise do efeito da turbulência</i>	70
5.3.6	<i>Diagrama de Campbell</i>	73
5.3.7	<i>Análise à fadiga</i>	75
5.3.7.1	Análise detalhada	77
5.3.7.2	Análise com a rotina Mlife	83
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	84
6	CONCLUSÃO	85
	DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	87
	BIBLIOGRAFIA	89

Índice figuras

Figura 1.1 – Comparação das dimensões entre geradores atuais (Steve Connors, MIT Energy Initiative) ..	5
Figura 1.2 – VestasV164 offshore (cortesia de MHI Vestas Offshore Wind)	6
Figura 2.1 – Tipologia de um gerador horizontal upwind e downwind	7
Figura 2.2 – Estrutura do gerador eólico atual adaptado de (Oliveira, 2016).....	8
Figura 2.3 – Principais componentes do interior da nacelle (https://www.energy.gov).	9
Figura 2.4 – Desenvolvimento do fluxo nas secções de estudo	11
Figura 2.5 – Variação da velocidade e pressão ao longo das secções de estudo	12
Figura 2.6 – Ilustração dos anéis associados a teoria do elemento pá (Oliveira, 2016).....	15
Figura 2.7 – Orientação das velocidades e forças aplicadas nas pás (Oliveira, 2016)	16
Figura 2.8 – Ilustração da curva torque-velocidade no caso de um gerador com funcionamento a velocidade variável e controlo pitch	18
Figura 3.1 – Colapso estrutural da torre de um gerador eólico.....	22
Figura 3.2 – Primeiros modos de vibração fore-aft e side-side	23
Figura 3.3 – Primeiros modos de vibração relativos às pás.....	23
Figura 3.4 – Ficheiros principais da simulação pelo FAST.....	25
Figura 3.5 – Possíveis graus de liberdade a considerar nos modelos do FAST	26
Figura 3.6 – Velocidade média de 8 m/s com nível de turbulência elevado, gerado pelo Turbsim	29
Figura 3.7 – Frame da animação gerada pelo software Paraview do gerador eólico em estudo	32
Figura 4.1 – Localização do parque eólico da Tocha, Cantanhede.....	33
Figura 4.2 – Geometria do parque eólico com a indicação da posição dos 5 aerogeradores	34
Figura 4.3 – Geradores eólicos, Tocha.....	35
Figura 4.4 – Curva de potência V100 1.8MW (Vestas, [s.d.])	36
Figura 4.5 – Curva de potência gerada.....	37
Figura 4.6 - Relação entre rotações e velocidade do vento	38
Figura 4.7 - Relação ângulo pitch vs velocidade do vento.....	39
Figura 4.8 – Localização dos sensores	40
Figura 4.9 – Acelerómetro Geosig GMS.....	40
Figura 4.10 – Espectros de cada gerador analisado.....	41
Figura 4.11 – Comparação de espectros de cada gerador	42
Figura 4.12 – Principais modos de vibração da torre	43
Figura 5.1 – Modelo inicial	46
Figura 5.2 – Deformada de cada modo de vibração	47
Figura 5.3 – Segundo modelo de barras ROBOT.....	49
Figura 5.4 – Modelo final.....	50
Figura 5.5 – Modos vibração modelo final	51
Figura 5.6 – Parâmetros geométricos associados a cada componente ElastoDyn (Jonkman, 2005)	54
Figura 5.7 – Grelhas utilizadas pelo Turbsim (Jonkman e Kilcher, 2012).....	56
Figura 5.8 – Secções das pás	58
Figura 5.9 – geometria da pá, real em baixo.....	58
Figura 5.10 – Geometria do aerogerador gerada pelo software Paraview.....	59
Figura 5.11 – Sistema de controlo torque (adaptado manual de utilização FAST).....	60
Figura 5.12 – Sistema de controlo utilizado na modelação do módulo de controlo.....	61
Figura 5.13 – Espectro médio.....	63
Figura 5.14 – Variação do deslocamento imposto no topo da torre	64
Figura 5.15 – Referencial espacial utilizado no cálculo de esforços na base	65
Figura 5.16 – Evolução dos momentos e esforço transversal na base para intensidade de vento de 10 m/s	66
Figura 5.17 – Resultados numéricos.....	67

<i>Figura 5.18 – Comparação entre dados do sistema SCADA e resultados do modelo.....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 5.19 – Comportamento do gerador no caso de ativação do travão de emergência</i>	<i>70</i>
<i>Figura 5.20 – Série temporal gerada pelo Turbsim, velocidade média de 10 m/s</i>	<i>71</i>
<i>Figura 5.21 – Resultados da análise com vento turbulento</i>	<i>72</i>
<i>Figura 5.22 – Diagrama de Campbell, modelo base.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 5.23 – Diagrama Campbell modelo pás rígidas.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 5.24 – Curva S-N utilizada</i>	<i>77</i>
<i>Figura 5.25 – Ação do vento considerada 7, 10, 14 m/s.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 5.26 – Ângulo pitch para 10 m/s e 14 m/s (turbulência).....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 5.27 – Rpm e momentos na base 7 m/s</i>	<i>79</i>
<i>Figura 5.28 – Rpm e momentos na base 10 m/s</i>	<i>80</i>
<i>Figura 5.29 – Rpm e momentos na base 14 m/s</i>	<i>80</i>
<i>Figura 5.30 – Histograma $\Delta M - n_i$ para 7, 10 e 14 m/s, respetivamente, durante 30 minutos</i>	<i>81</i>
<i>Figura 5.31 – RPM e momento fletor na base para o cenário de paragem de emergência</i>	<i>84</i>

Índice tabelas

<i>Tabela 4.1 – Principais características do gerador V100 1.8MW.....</i>	<i>35</i>
<i>Tabela 5.1 – Frequências naturais de cada modo de vibração, modelo inicial</i>	<i>47</i>
<i>Tabela 5.2 – Frequências naturais de cada modo de vibração, segundo modelo</i>	<i>48</i>
<i>Tabela 5.3 – Frequências naturais de cada modo de vibração, modelo final.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabela 5.4 – Variação das frequências naturais para cada caso</i>	<i>52</i>
<i>Tabela 5.5 – Versões utilizadas na modelação.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 5.6 – Valores dos esforços, sem controlo em cima com controlo em baixo.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabela 5.7 – Valores dos deslocamentos e ângulo pitch, sem controlo em cima com controlo em baixo .</i>	<i>65</i>
<i>Tabela 5.8 – Variação de tensões e ciclos associados</i>	<i>82</i>
<i>Tabela 5.9 – Dano normalizado correspondente aos casos analisados</i>	<i>82</i>
<i>Tabela 5.10 – Resultados das séries temporais obtidas pelo Mlife.</i>	<i>83</i>
<i>Tabela 5.11 – Dano normalizado em relação ao cenário associado a 30 minutos de vento com 10m/s...</i>	<i>84</i>

1

INTRODUÇÃO

1.1 OBJETIVOS

O acesso a energia é essencial a qualquer sociedade, sendo o principal recurso no mundo atual. De modo a corresponder ao crescente consumo energético, o uso de combustíveis fósseis foi, no século passado, levado ao limite. Atualmente o uso excessivo de combustíveis fósseis é uma preocupação, os efeitos adversos destes recursos estão definidos e o impacto que causam ao ambiente forçou a humanidade a encontrar novas fontes de energia. Portugal tem dado passos importantes neste domínio, no mês de março de 2018 teve um balanço energético positivo considerando apenas como fonte de energia as energias renováveis.

As energias renováveis apresentam-se como uma alternativa fiável. No que diz respeito à energia eólica, à instalação e otimização de novos geradores é, atualmente, o foco de muitas empresas. A energia eólica torna-se assim uma solução viável tanto no presente como no futuro.

Com a diminuição do consumo de combustíveis fósseis e o aumento, inevitável, do consumo de energia, uma das tendências corresponde ao aumento do output energético destes geradores, o que implica o aumento das dimensões da estrutura e otimização das componentes que formam o sistema, aumentando assim o rendimento do sistema. Com o aumento das dimensões da torre e rotor a estrutura, torna-se mais flexível e consequentemente a análise estrutural tem mais relevância na conceção dos novos geradores.

Tendo em conta os aspetos acima mencionados, a presente tese tem como objetivos:

- Descrever o funcionamento de um gerador eólico e os seus componentes;
- Modelação do comportamento de um aerogerador para diferentes condições de funcionamento;
- Validação dos resultados numéricos através da análise de dados experimentais;
- Análise de resultados do modelo para várias condições de operação.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

O documento está organizado em seis capítulos.

O primeiro capítulo apresenta uma visão geral sobre a evolução dos geradores eólicos, dos modelos e tentativas passadas, descrevendo assim o contributo transmitido ao longo do tempo.

O segundo capítulo descreve a tipologia dos aerogeradores utilizados atualmente, e caracteriza as suas componentes. São analisadas, simplificadaamente, as principais teorias que descrevem o comportamento estrutural assim com o processo de funcionamento do gerador.

O terceiro capítulo foca-se nos problemas e condições a serem respeitadas para modelar o comportamento de geradores eólicos, é introduzido o software utilizado nos capítulos futuros, assim como as funcionalidades e capacidades numéricas do software. Neste capítulo é também referido o funcionamento das ferramentas utilizada no pós-processamento de dados, relativas ao diagrama de Campbell e análise à fadiga.

No quarto capítulo é descrito o caso de estudo e caracterizadas as principais características do gerador eólico. Este capítulo contém também a descrição do ensaio realizado no gerador em estudo, a metodologia utilizada no processamento de dados e os resultados obtidos.

O quinto capítulo começa com uma apresentação de um modelo estrutural simplificado do gerador criado no software ROBOT, os resultados preliminares e testes feitos com este modelo. Seguidamente são justificadas as opções tomadas na modelação do gerador com o software FAST, estando discretizados todos os módulos utilizados. Por fim são apresentados os resultados relativos às análises feitas e os resultados associados às ferramentas utilizadas no pós-processamento de dados resultando na análise do diagrama de Campbell e análise à fadiga.

O sexto capítulo corresponde às conclusões retiradas da presente tese e aos trabalhos futuros.

1.3 CONTEXTO HISTÓRICO

Há mais de dois séculos que é utilizada a energia do vento, desde navios a moinhos de vento, porém apenas a partir dos finais do século XIX foram feitos progressos no sentido de gerar energia elétrica.

Os primeiros conceitos e estratégias de dimensionamento foram, divergentes já que muitos tentaram adaptar as estruturas dos moinhos de vento, Charles Brush em 1888 EUA (Shepherd, 1990) projetou o primeiro aerogerador com funcionamento automático que apresentava baixa velocidade de ponta das pás. Poul la Cour, Dinamarca 1891 marcou o início do interesse e investigação na energia eólica, nos países nórdicos especialmente, com a construção de mais uma estrutura capaz de utilizar de forma mais eficaz a energia do vento devido ao aumento da velocidade de rotação do rotor (citado por Oliveira, 2016 (Gasch and Tvele, 2012)).

Porém, o interesse nesta nova tecnologia diminuiu, sendo que, no início do século XX o uso de combustíveis fosseis era visto por todos como a mais económica, com bom rendimento, abundante e tecnologicamente desenvolvida, ao invés da energia eólica que não era versátil sendo apenas utilizada para o carregamento de baterias. Foram feitos estudos e protótipos por todo o mundo no sentido de inovar esta nova tecnologia (Burton *et al.*, 2011).

Um significativo avanço científico deu-se após a Primeira Guerra Mundial com o conceito de Limite de Betz, engenheiro alemão Albert Betz 1920, que definia o rendimento máximo que é possível atingir no processo de utilizar a energia do vento, sendo que da energia total do vento apenas 59.3% é teoricamente possível utilizar (Burton *et al.*, 2011). Durante o mesmo período foram feitas mais experiências e tentativas. Em 1922, Sigurd Savonius, engenheiro finlandês, apresentou um novo tipo de rotor que opostamente às tentativas anteriores apresentava um eixo de rotação vertical, o mecanismo era então composto por duas pás com secção transversal em forma de ‘S’ que minimizava o impacto da face que girava contra o vento (citado por Oliveira, 2016 (Savonius, 1931)). Foram também estudadas soluções que contemplavam duas ou até uma lamina, isto porque, em soluções de três pás verificava-se que a estrutura sofria efeitos significativos devido à vibração dinâmica produzida pelo gerador, caso da torre construída por Marcellus e Joseph Jacobs, 1922. Porém os resultados não foram satisfatórios, sendo que a solução de três pás foi mais desenvolvida posteriormente.

A partir da década de 30 o tamanho do rotor e da torre aumentam, tornando as estruturas mais altas e com maior diâmetro o que aumentava a energia produzida, caso do gerador eólico Bataclava com 30 metros de diâmetro e com uma produção de 100 KW (citado por Oliveira, 2016 (Sectorov, 1973)), apresentava também os primeiros indícios de controladores automáticos como o caso do sistema yaw e controlo de pitch (ver capítulo 3) (Oliveira, 2016). O gerador Bataclava foi a primeira estrutura do género conectada a um sistema de utilidade AC (Shepherd, 1990). Outro caso posterior de relevância corresponde ao gerador de 1250 KW feito por Simth-Putman nos EUA em 1941, que apresentava um diâmetro do rotor de 53 metros, composto por duas pás (Shepherd, 1990). Foi vista como um avanço significativo pois apresentava mais alguns avanços tecnológicos como o controlo do pitch das pás, de modo a manter a velocidade de rotação constante com o objetivo de diminuir os esforços na estrutura, porém após um pouco mais de 1100 horas de operação uma das pás sofreu danos significativos até que se desacoplou da torre caindo a 229 metros da torre. Apesar de ter sido a maior torre eólica construída durante os próximos 40 anos (citado por Burton *et al.*, 2011 (Putnam, 1948)) tornou-se óbvia a necessidade de aumentar a eficiência do mecanismo do ponto de vista económico e assegurar a segurança da estrutura em vários aspetos estruturais.

Outros casos de estruturas notáveis ocorreram na Alemanha graças ao professor Hutter, década de 50, que se focou em diminuir o peso da estrutura e em conciliar conceitos aerodinâmicos no dimensionamento da estrutura, resultando numa torre com 22 metros de altura e 34 metros de diâmetro com duas pás (Burton *et al.*, 2011).

Uma das mais inovadoras estruturas, concebida em 1958 pelo engenheiro Johannes Jull da Dinamarca, foi a torre Gedser capaz de produzir 200 KW a uma velocidade de rotação de 15 rotações por minuto (rpm) (citado por Oliveira, 2016 (Johnson, 2001)). A estrutura era composta por 3 pás e apresentava um novo método de controlo, ‘stall control’ e por apresentar um gerador de indução ao oposto gerador síncrono, o mais usado, que permitia atingir velocidades de rotação superiores (citado por Oliveira, 2016 (Lundsager, Frandsen et al., 1980)). São duas características do contributo dos países nórdicos nas estruturas modernas. Apesar destes avanços tecnológicos e experiências, as energias renováveis não eram vistas como uma fonte de energia que pudesse ser implementada em grande escala, até o preço dos combustíveis fósseis aumentar em 1973 (Burton *et al.*, 2011).

O aumento do custo de combustíveis fósseis, mais propriamente o petróleo, incentivou vários governos por todo o globo a contribuírem na investigação de fontes de energia alternativas, entre elas a energia eólica. O tema dos efeitos nocivos no uso excessivo de combustíveis fósseis dava os primeiros sinais com a publicação de livros e de artigos científicos como *Limits to Growth* (Meadows, 1972). Países como os EUA tendo em vista o desenvolvimento de novas alternativas energéticas a partir do DOE (departamento de energia) promoveu vários projetos e investigações (citado por Oliveira, 2016 (Ramler and Donovan, 1979)). Foram desenvolvidas várias soluções que variavam entre pequenas torres, como a Nasa MOD-0 com 100KW de produção e diâmetro de rotor de 38m, e estruturas maiores como o caso da Boeing MOD-5B produzindo 3.2MW com 98 metros de diâmetro de rotor. Nenhuma das soluções foi produzida em massa. De realçar o contributo dos EUA na criação de parques eólicos na Califórnia que permitiam grandes outputs de energia sendo ligados diretamente à rede. Outras soluções foram testadas no Canadá com a construção de torres com eixo de rotação vertical que apesar de funcionar em várias velocidades e produzirem até 2.5 MW não corresponderam às expectativas devido ao deterioramento da estrutura, resultando no abandono do projeto (Oliveira, 2016).

Na Europa, o contributo veio principalmente da Dinamarca e da Alemanha. Na Dinamarca foi construída uma torre eólica composta por 3 pás, controlo de stall e um gerador de indução que funcionava a velocidade constante, este sistema tornou-se assim uma referência no processo de dimensionamento sendo o sistema, aparentemente simples, implementado nos projetos posteriores. Na Alemanha a IAE, (International Energy Agency), financiou o projeto Growian, uma torre eólica de grandes dimensões, sendo em 1982, ano em que entrou em funcionamento, a maior torre eólica do mundo, para o ano em causa, com diâmetro entre as duas pás de 100 metros, pitch control, altura de 101,3 metros, capaz de funcionar a velocidade variável apesar do baixo rendimento (Oliveira, 2016). Foram feitos testes de modo a estudar o comportamento estrutural da torre e das pás. Apesar da sua potência, 3 MW, devido à sua dimensão não era capaz de funcionar à máxima capacidade, pois os esforços produzidos pelas ações dinâmicas e os efeitos da fadiga, agravados pelo tamanho dos componentes, eram demasiado altos o que provocava uma perda de rigidez da estrutura, assim acabou por ser desmantelada em 1987.

O desafio de tornar economicamente sustentável o uso de torres eólicas, de modo a tornar-se uma alternativa ao uso dos combustíveis fósseis não foi atingido, pois as estruturas além terem um custo alto de montagem tinham períodos de vida curtos, necessitando de manutenção e reparações. Porém a partir das experiências e projetos feitos o conhecimento acerca do funcionamento destas estruturas já assentava em princípios base relacionados com a conceção de torres eólicas. As estruturas de pequenas dimensões apesar de apresentarem uma baixa potência tinham menos

problemas estruturais e a manutenção era mais fácil e barata, por outro lado as torres maiores produziam muito mais energia, porém os problemas estruturais eram mais agravados diminuindo assim o período de vida.

Assim sendo os objetivos seguintes eram diminuir o peso das estruturas, implementar sistemas de controlo mais rigorosos de modo a otimizar a produção e eliminar possíveis problemas devido à variação do vento, e tornar viáveis as estruturas de maiores dimensões que produziam mais energia. Uma tendência visível na evolução das torres eólicas, representada na Figura 1.1.

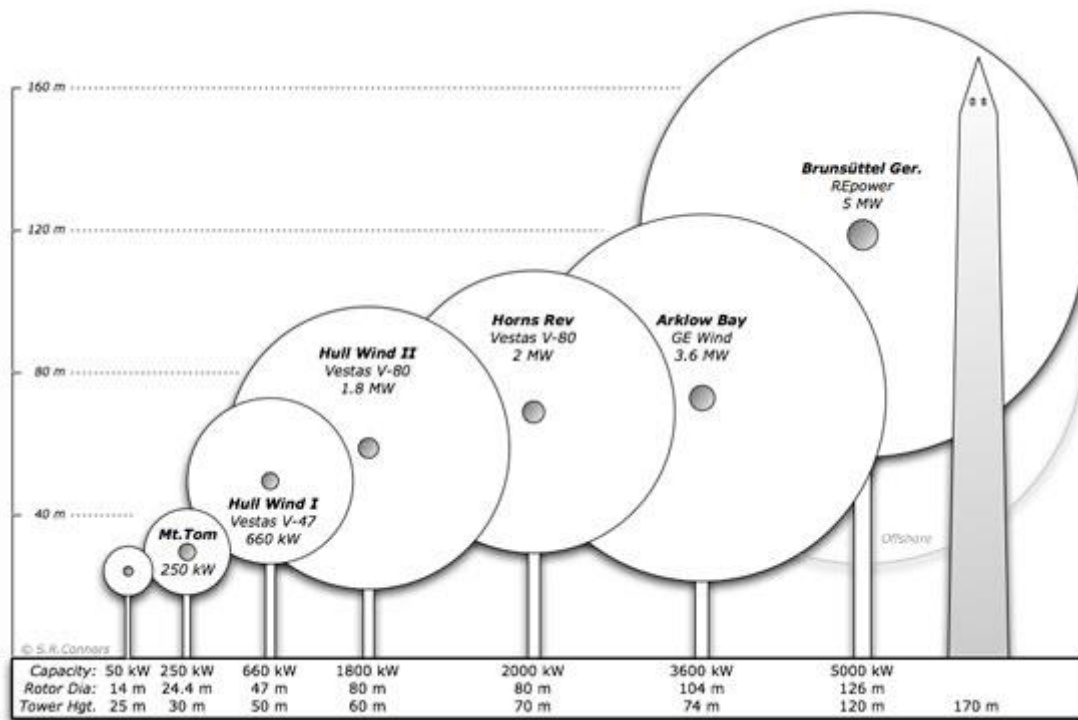


Figura 1.1 – Comparação das dimensões entre geradores atuais (Steve Connors, MIT Energy Initiative)

O incentivo ao uso de energias renováveis é cada vez maior, desde a subida dos combustíveis fósseis em 1973 aos impactos, cada vez mais visíveis, do agravamento do efeito estufa gerado com o uso dos mesmos. Na década de 90 as emissões de CO₂ tornaram-se mais relevantes em termos mundiais, o que conduziu à implementação de medidas e metas que visavam a diminuição do uso do petróleo e aumento da contribuição das energias renováveis para o consumo. Em 1997 a Comissão da União europeia propôs que até 2010 12% do consumo energético fosse suportado por fontes de energia renovável, tais medidas impulsionaram mais uma vez os avanços na tecnologia.

Com os avanços noutras áreas como a aerodinâmica, computação, sistemas de controlo mais rigorosos, novos materiais de construção, novos métodos analíticos foi possível melhorar consideravelmente o comportamento e rendimento dos geradores eólicos. O avanço nos últimos anos foi drástico devido à era informática que surgiu, tornando mais eficiente a capacidade de utilizar a energia do vento. Posteriormente os materiais, componentes e processos foram normalizados, existindo assim um maior consenso no uso de soluções para cada situação. Atualmente os geradores eólicos têm como base os seguintes princípios (Arántegui, Corsatea e Suomalainen, 2012):

- 3 pás compostas por materiais leves e com secções aerodinâmicas
- Eixo de rotação horizontal
- Controlo feito por pitch
- Utilização de uma caixa de velocidades de modo a desmultiplicar a velocidade do eixo do rotor para o gerador
- Rotor upwind, ou seja, o hub está direccionado contra o sentido do vento
- Gerador capaz de funcionar a diferentes velocidades
- Dispositivos capazes de girar o hub de acordo com a direcção do vento, aumentando o rendimento e diminuindo o efeito estrutural da acção do vento

As torres eólicas evoluíram consideravelmente nos últimos 35 anos, atingindo objetivos relacionados com a rentabilidade, manutenção e fiabilidade sendo hoje em dia considerada como uma alternativa competitiva face ao uso de combustíveis fósseis. Porém não é uma tecnologia totalmente desenvolvida nem completamente utilizada com os recursos existentes, a implementação de torres eólicas no mar apresenta-se como um novo desafio aos engenheiros, sendo uma hipótese de aumentar a eficiência do processo de absorção da energia do vento, assim como explorar novos tipos de soluções mais eficientes.

O gerador eólico moderno apresenta algumas desvantagens em relação a outro tipo de energia renovável, como a incapacidade de armazenar a energia produzida pelo vento, sendo esta o principal foco de inovação com avanços na área de armazenamento de energia à base de hidrogénio. Assim, qualquer rede energética ligada a um parque de geradores eólicos deve ter em conta esta particularidade.

Presentemente, 2018, o gerador VESTAS V164 apresenta-se como um dos maiores aerogeradores construídos, apresentando um diâmetro de rotor de 164 metros, tem uma zona de operação flexível, ou seja, permite obter facilmente altos valores de potência. A potência máxima gerada corresponde a 9.5 MW. Com instalação onshore e offshore o gerador em causa apresenta-se como um grande avanço tecnológico (Vestas Wind Systems A/S, 2011).



Figura 1.2 – VestasV164 offshore (cortesia de MHI Vestas Offshore Wind)

2

Componentes e comportamento de um gerador eólico

2.1 TIPOLOGIAS DE GERADORES EÓLICOS

Como foi descrito no capítulo anterior a configuração de uma torre eólica tem várias soluções, porém o aspeto mais diferenciador está relacionado com o eixo de rotação podendo este ser horizontal ou vertical. Geradores com eixo de rotação vertical apresentam inconveniências que dificilmente tornam este tipo de solução viável como baixa velocidade de rotação (Hau, 2013), assim os geradores com o eixo de rotação horizontal são as mais comuns.

No que diz respeito aos sistemas com eixo horizontal existe ainda uma diferença significativa no funcionamento do gerador, relativo à orientação do rotor em relação ao escoamento do ar. As duas configurações possíveis são upwind e downwind, ver Figura 2.1, sendo a última raramente utilizada. Os geradores eólicos upwind têm o rotor orientado segundo a orientação do fluxo, diminuindo assim o efeito da torre no fluxo (Oliveira, 2016).

Nesta tese tanto a fundamentação teórica como o caso de estudo incidem no tipo de torre com funcionamento upwind.

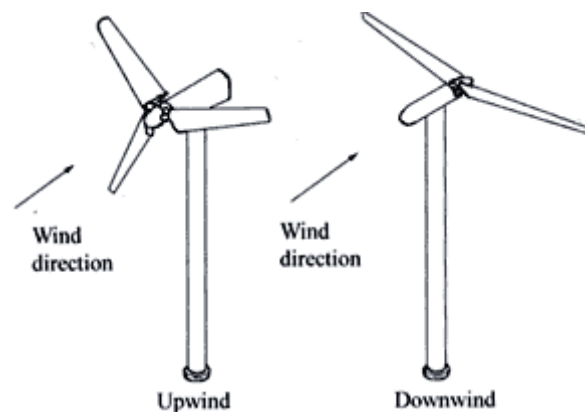


Figura 2.1 – Tipologia de um gerador horizontal upwind e downwind

(http://mstudioblackboard.tudelft.nl/duwind/Wind%20energy%20online%20reader/Static_pages/upwind_downwind.htm)

2.2 COMPONENTES

2.2.1 FUNDAÇÃO

No caso de torres eólicas em terra a fundação passa pelas soluções usualmente adotadas noutros tipos de estruturas, sapatas quando o solo superficial é de boa qualidade e apresenta valores de módulo de elasticidade elevados, ou fundação com estacas em casos de solos arenosos com pouca resistência. Ambas as soluções têm como objetivo transmitir as cargas aplicadas à estrutura ao solo.

Devido à variação de momentos gerados pelas ações dinâmicas do rotor e do vento o dimensionamento da fundação é crucial para o bom funcionamento da estrutura e integridade.

2.2.2 TORRE

A torre eleva a nacelle com o objetivo de aumentar o aproveitamento do sistema, pois para maiores altitudes o fluxo de vento é mais estável devido à ausência de obstáculos. A Figura 2.2 representa uma estrutura típica de um gerador eólico. A velocidade do vento também aumenta com a altitude, o que permite aumentar a rotação do rotor.

Os tipos de torre mais comuns são: secção tubular de aço, torre composta por betão e mista (Oliveira, 2016). A torre de secção tubular é composta por várias secções que são unidas por parafusos implementados nos limites de cada secção, no interior da torre, apresenta assim grande facilidade de transporte e montagem. A torre de betão tem como principal vantagem elevada rigidez, porém é mais difícil prever o comportamento dinâmico e estrutural da torre. Por fim a torre mista é composta por betão na zona inferior, que conecta à fundação, e por aço na parte superior.

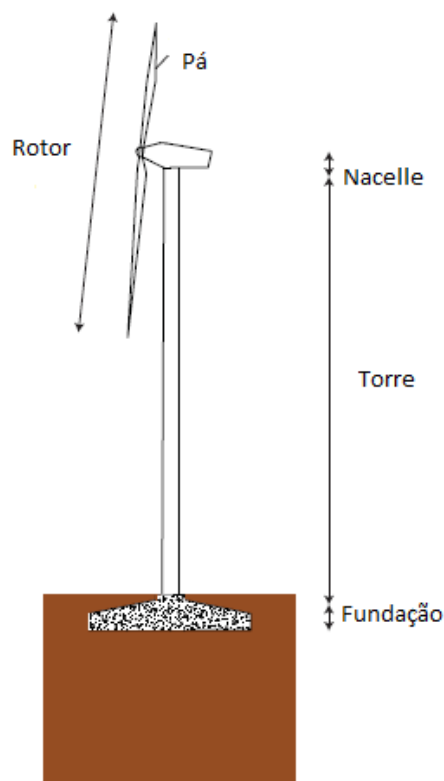


Figura 2.2 – Estrutura do gerador eólico atual adaptado de (Oliveira, 2016)

2.2.3 NACELLE

A nacelle é a componente da estrutura que suporta as componentes mecânicas como o gerador, caixa de velocidades e outros elementos elétricos, permitindo a ligação do hub à torre (Figura 2.3). A ligação entre a nacelle e a torre é feita pelo componente yaw que é responsável pela rotação da nacelle em relação ao eixo longitudinal da torre. Todos os componentes presentes na nacelle assentam no bedplate.

O processo de geração de energia elétrica ocorre na nacelle, sendo que com a ação do vento as pás giram assim como o hub, o rotor está então conectado ao eixo de transmissão. A velocidade do vento aumenta as rotações por minuto no eixo, estando este acoplado à caixa de velocidades, que aumenta o valor das rotações por minuto de modo a aumentar a eficiência do sistema e consequentemente permitir maiores outputs de energia. A este sistema está também implementado um travão de emergência com o propósito de parar ou diminuir as rpm do eixo de forma rápida, em caso de anomalias. Como foi acima mencionado a energia mecânica do movimento de rotação do eixo de transmissão é transformada em elétrica com o gerador, sendo que nesta fase a energia é conduzida por cabos que ligam à rede elétrica.

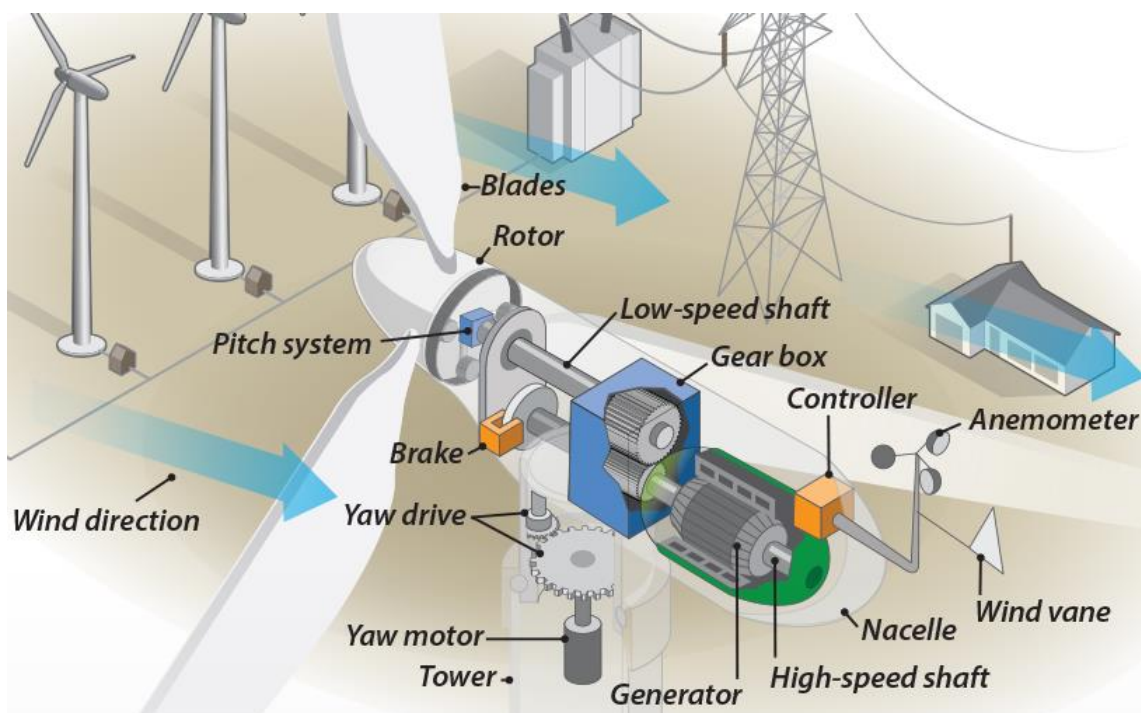


Figura 2.3 – Principais componentes do interior da nacelle (<https://www.energy.gov>).

2.2.4 ROTOR

O rotor é composto pelas pás e pelo hub, componente que permite a ligação entre as pás e o eixo que liga o rotor à caixa de velocidades.

As pás são responsáveis por transformarem a ação do vento em movimento giratório. Quanto maior o diâmetro do rotor, maior a energia absorvida, daí a tendência das pás se tornarem cada vez maiores. A secção transversal (airfoils) é um aspeto complexo, mas essencial ao funcionamento aerodinâmico da estrutura, existindo várias ‘famílias’ correspondendo a vários tipos de secção, dependendo do tipo de gerador e zona de implementação. Para além dos requisitos acima descritos com o aumento das dimensões, as pás são fabricadas com materiais leves de modo

a não agravarem os esforços transmitidos à estrutura e ao mesmo tempo devem suportar movimentos cíclicos durante o período de vida, o que as torna suscetíveis a efeitos de fadiga (Oliveira, 2016).

De modo a ajustar o comportamento da estrutura em função das cargas a que está sujeita, uma das medidas adotadas corresponde à variação da área efetiva afetada pelo fluxo, assim para a mesma intensidade do fluxo, com uma área de exposição menor, os esforços relativos à ação do vento diminuem. Esta variação de área ocorre nas pás, tirando partido da geometria das secções (ver subcapítulo 5.2.3) através de uma rotação ao longo do eixo longitudinal, a área de contacto com o fluxo varia. Assim, em condições de operação normais é desejável que a orientação das pás corresponda à maior área de contacto, de modo a maximizar a energia cinética do vento, por outro lado no caso de intensidades elevadas a orientação das pás deve minimizar a resistência ao fluxo. Este tipo de controlo é denominado como controlo do ângulo pitch.

2.2.5 GERADOR

O gerador, usualmente AC, é responsável por transformar a energia mecânica gerada pela rotação do eixo de transmissão em energia elétrica. O gerador está conectado ao hub a partir do eixo de transmissão, ver Figura 2.3, ao qual está instalado uma caixa de velocidades.

A função da caixa de velocidades passa por aumentar as rotações do eixo de transmissão de modo a aumentar o output energético do sistema. Tem também uma função de ajuste dos RPM do eixo que liga ao gerador, visto que para geradores que funcionam a uma velocidade de rotação fixa os RPM do eixo têm de ser ajustados consoante a variação da rotação do rotor.

2.2.6 SISTEMA DE CONTROLO

Atualmente os geradores eólicos vêm equipados com sensores, que permitem controlar e monitorizar aspetos essenciais ao bom funcionamento do sistema. Para garantir a maior eficiência no processo, são medidos valores como:

- Ângulo de pitch
- Velocidade e direção do vento
- Orientação do rotor
- Rotações do gerador
- Velocidade de rotação do rotor
- Torque do eixo de transmissão

Com base nos dados acima descritos é possível tomar medidas de modo a maximizar a produção energética, salvaguardar e melhorar o comportamento da estrutura. Medidas como correção da orientação do rotor, alteração do ângulo pitch, regulação do torque do eixo de transmissão. Cada estratégia de controlo tem mecanismos e condições de atuação distintos, assim a sua implementação apenas é possível graças aos dados medidos pelos sensores. Os dados relativos ao funcionamento do gerador são obtidos a partir do sistema SCADA.

É a partir destas medidas, que os outputs de energia produzida são maximizados para as condições do fluxo de ar, sendo certo que uma parcela significativa do aumento da produtividade dos geradores eólicos atuais é devida aos avanços tecnológicos na área de controlo.

Estas medidas são aplicadas no caso de estudo da presente tese, sendo um aspeto importante na modelação do gerador eólico em causa.

2.3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

A compreensão acerca do funcionamento do mecanismo presente num gerador eólico comum teve grandes avanços ao longo do último século, como foi descrito no capítulo 1. A teoria de momento axial, ‘axial momentum theory’, inicialmente desenvolvida por Rankine foi a primeira a conseguir explicar o processo responsável pelo aproveitamento da energia cinética do vento (citado em Oliveira, 2016 (Rankine, 1865)). O efeito do fluxo nas pás foi também estudado através da teoria do elemento pá, ‘blade element theory’. Nesta secção são apresentadas, de forma resumida, as teorias que explicam o processo entre o fluxo e o rotor, assim como os pressupostos, que são atualmente utilizadas na análise de geradores eólicos.

2.3.1 TEORIA DO MOMENTO AXIAL

Esta teoria explica a transferência de energia entre o fluxo e o rotor. Considera um fluxo estável e contínuo sendo que apenas a massa de ar que passa pelo rotor tem influência no processo. Tendo o fluxo a mesma massa antes e após a passagem pelo rotor, com a transferência de energia cinética do fluxo para o rotor, movimento de rotação, o fluxo após a passagem rotor tem menor velocidade de escoamento e consequentemente a área da secção do fluxo aumenta após o rotor.

Assume também os seguintes pressupostos (Manwell, McGowan et al., 2010):

- Não existe resistência de atrito
- O rotor funciona como um disco, tem influência na área completa
- O efeito esteira é considerado de forma simplificada

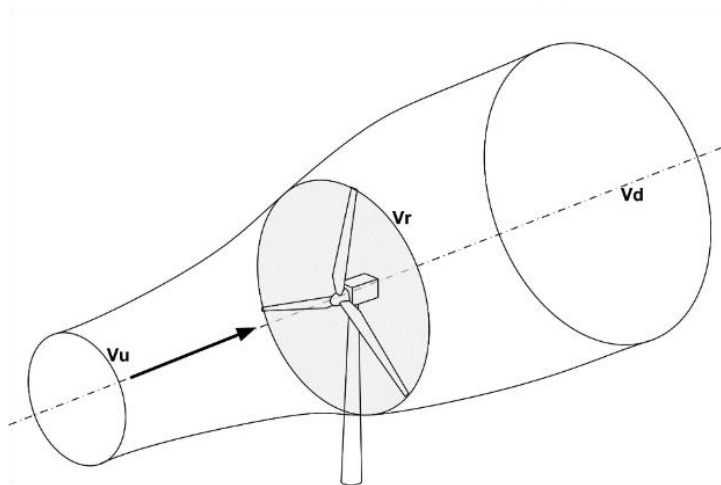


Figura 2.4 – Desenvolvimento do fluxo nas secções de estudo

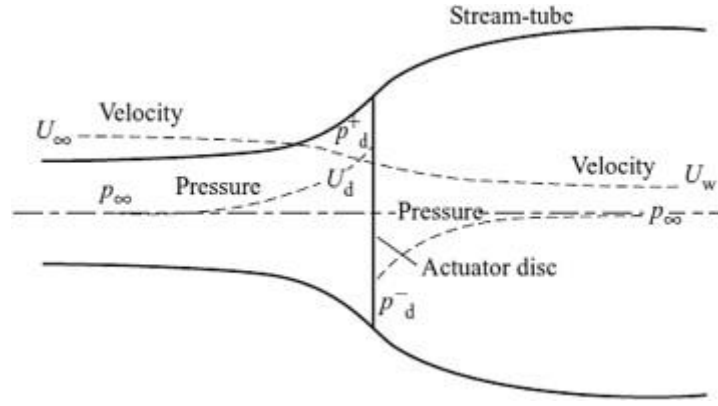


Figura 2.5 – Variação da velocidade e pressão ao longo das secções de estudo

(<http://emmanuel.branlard.free.fr/work/papers/html/2008ecn/node29.php>)

Sendo o fluxo constante ao longo das três secções:

$$\rho(A \cdot U)_0 = \rho(A \cdot U)_d = \rho(A \cdot U)_w = \dot{m} \quad (2.1)$$

A força de impulso pode ser caracterizada da seguinte forma:

$$F = U_0(\rho \cdot A \cdot U)_0 - U_w(\rho \cdot A \cdot U)_w \quad (2.2)$$

Considerando as duas equações acima descritas:

$$F = \dot{m}(U_0 - U_w) \quad (2.3)$$

Exprimindo a força de impulso do rotor em termos da diferença de pressão gerada pelo rotor:

$$F = A_d \cdot (\Delta p) = A_d \cdot (p^- - p^+) \quad (2.4)$$

Aplicando o Teorema de Bernoulli às secções descritas:

$$p_0 + \frac{1}{2}\rho \cdot U_0^2 = p^- + \frac{1}{2}\rho \cdot U_d^2 \quad (2.5)$$

$$p^+ + \frac{1}{2}\rho \cdot U_d^2 = p_w + \frac{1}{2}\rho \cdot U_w^2 \quad (2.6)$$

A partir das expressões 2.4, 2.5 e 2.6, o valor da força de impulso é definido como:

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_d (U_0^2 - U_w^2) \quad (2.7)$$

É possível então estabelecer uma relação entre as equações 3 e 7, resultando na velocidade existente no disco:

$$U_d = \frac{U_0 + U_w}{2} \quad (2.8)$$

Definindo fator de indução (a) como a redução da velocidade do fluxo livre e o rotor:

$$a = \frac{U_0 - U_d}{U_0} \quad (2.9)$$

Torna-se possível caracterizar a velocidade do fluxo nas secções do rotor e após o rotor:

$$U_d = U_0(1 - a) \quad (2.10)$$

$$U_w = U_0(1 - 2 \cdot a) \quad (2.11)$$

É possível caracterizar a força de impulso do rotor em função de ‘ a ’:

$$F = 2\rho \cdot A_d \cdot U_0^2 \cdot a(1 - a) \quad (2.12)$$

Considerando que a energia relativa ao sistema pode ser caracterizada pelo trabalho realizado pela força de impulso, a energia é descrita da seguinte forma:

$$P = F \cdot U_d = 2\rho \cdot A_d \cdot U_0^3 \cdot a(1 - a)^2 \quad (2.13)$$

É possível definir coeficientes que representam a eficiência do sistema. C_p (coeficiente de energia) caracteriza o rácio entre a energia absorvida pelo rotor e a energia presente no fluxo. C_t (coeficiente de força) representa o rácio entre as cargas transmitidas ao rotor pelo fluxo, sendo assim útil para o dimensionamento estrutural dos componentes do rotor.

Os coeficientes são caracterizados da seguinte forma:

$$C_p = \frac{2\rho \cdot A_d \cdot U_0^3 \cdot a(1 - a)^2}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_d \cdot U_0^3} = 4 \cdot a(1 - a)^2 \quad (2.14)$$

$$C_T = \frac{2\rho \cdot A_d \cdot U_0^2 \cdot a(1 - a)}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_d \cdot U_0^2} = 4 \cdot a(1 - a) \quad (2.15)$$

Estando C_p diretamente relacionado com a eficiência do rotor em absorver a energia do fluxo, torna-se útil calcular o valor máximo para o coeficiente. O estudo de C_t tem mais relevância no aspeto estrutural, servindo de indicador para a carga a que o rotor está sujeito.

O valor máximo para cada coeficiente é calculado em função de 'a':

$$\frac{dC_t}{da} = 4 - 8a \quad (2.16)$$

Então:

$$a = \frac{1}{2} \text{ e } C_t = 1$$

O valor máximo de C_t não tem relevância prática pois ocorre para um fator de indução de $\frac{1}{2}$, valor que nunca é atingido pois tal significaria que a energia do fluxo após o rotor seria nula.

$$\frac{dC_p}{da} = 1 - 4a + 3a^2 \quad (2.17)$$

Com:

$$a = [1, \frac{1}{3}] \text{ e para } a = \frac{1}{3} \quad C_p = \frac{16}{27}$$

No caso de CP o resultado corresponde ao Limite de Betz, que representa o limite teórico de eficiência do gerador eólico, ou seja, independentemente dos componentes do gerador a energia absorvida pelo rotor ao fluxo corresponde no máximo a 59.3%.

Porém os pressupostos da teoria de momento axial não correspondem às condições reais entre rotor e fluxo sendo necessário o contributo da teoria de momento angular.

2.3.2 TEORIA DO MOMENTO ANGULAR

A teoria de momento angular ao contrário da teoria momento axial tem em conta a rotação do disco e consequentemente considera o efeito de esteira.

Considerando a rotação do rotor, o torque gerado pelo fluxo no rotor tem de ser equilibrado por um torque de igual intensidade e sentido oposto, uma reação. O resultado desta reação origina

rotação do ar com sentido oposto à rotação do rotor, assim a velocidade do fluxo após o rotor terá, além da componente axial, velocidade angular.

Sendo a energia do fluxo transferida para o rotor, a rotação do fluxo após o rotor é considerada inferior à rotação do mesmo. Tendo em consideração o efeito de esteira a energia extraída do fluxo pelo rotor na teoria de momento angular é inferior à expectável pela teoria axial.

Na teoria de momento angular o fluxo é estudado por anéis de raio r e espessura dr , sendo que como foi referido atrás o fluxo após o rotor apresenta velocidade axial e velocidade angular. É possível então definir um fator de indução que relacione a rotação do rotor com a rotação do fluxo:

$$a' = \frac{w}{2 \cdot \Omega} \quad (2.18)$$

Sendo ' w ' a velocidade angular do fluxo, após rotor, e Ω a velocidade angular do rotor.

O disco é formado então por anéis anelares, que contribuem independentemente para a rotação do ar que passa pelo disco. Assim o torque de cada anel é definido como a variação do momento angular do ar que está a passar pelo anel.

$$dT = \rho \cdot 2 \cdot \pi \cdot dr \cdot U_0 (1 - a) 2 \cdot \Omega \cdot a' \cdot r^2 \quad (2.19)$$

Estando o torque no disco definido, similarmente à teoria de momento axial, a energia extraída pode ser calculada da seguinte forma:

$$dP = T \cdot \Omega \quad (2.20)$$

Definindo a relação entre velocidade tangencial de cada anel de raio ' r ' e velocidade do vento:

$$\lambda_r = \frac{\Omega \cdot r}{U_0} \quad (2.21)$$

Assim resulta para cada anel:

$$dP = \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U_0^3 \cdot 2\pi \cdot r \cdot dr \right) \cdot [4 \cdot a' (1 - a) \cdot \lambda_r^2] \quad (2.22)$$

A primeira parcela, seguindo a mesma metodologia que na teoria de momento axial, corresponde à energia do fluxo e a segunda à eficiência do sistema em capturar a energia.

O coeficiente de energia C_p pode ser então caracterizado por:

$$dC_p = \frac{dP}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_d \cdot U_0^3} \quad (2.23)$$

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \cdot \int_0^\lambda a' \cdot (1 - a) \lambda_r^3 d\lambda_r \quad (2.24)$$

Tendo em conta a rotação do rotor e consequentemente o efeito esteira na análise do sistema, verifica-se que C_p além de depender dos fatores de indução, depende também da velocidade tangencial das pás.

É também verificado, que a partir da equação acima C_p tende para o limite de Betz $\frac{16}{27}$, confirmando a conclusão da teoria de momento axial.

Considerando a equação acima, a energia produzida depende da velocidade tangencial das pás. Para diferentes intensidades do fluxo existem vários pontos de funcionamento ótimo, dependendo da velocidade tangencial da ponta das pás, o que permite uma maior flexibilidade do sistema em termos energéticos. Assim rotores com rotação variável são mais eficientes do que rotores com velocidade fixas, sendo que estes apenas atingem condições ótimas para certos valores de intensidade e direção do fluxo.

2.3.3 TEORIA DO ELEMENTO PÁ

Atualmente a formulação matemática desenvolvida por Stefan Drzwiecki, Blade Element Theory, é utilizada para descrever o comportamento das pás sujeitas a um fluxo. Além da sua importância em softwares de modelação de geradores eólicos, a teoria tem grande aplicação em diferentes aplicações onde o comportamento aerodinâmico é relevante.

Os pressupostos adotados nesta formulação são:

- Cada pá é dividida em n troços ao longo do seu eixo longitudinal
- As forças aplicadas nas pás são caracterizadas com os coeficientes de arrasto e de sustentação (drag e lift).
- Não há interação aerodinâmica entre os elementos.

Similarmente à teoria de momento angular o rotor é dividido em anéis, sendo que a cada anel corresponde um troço da pá como está demonstrado na figura 2.6.

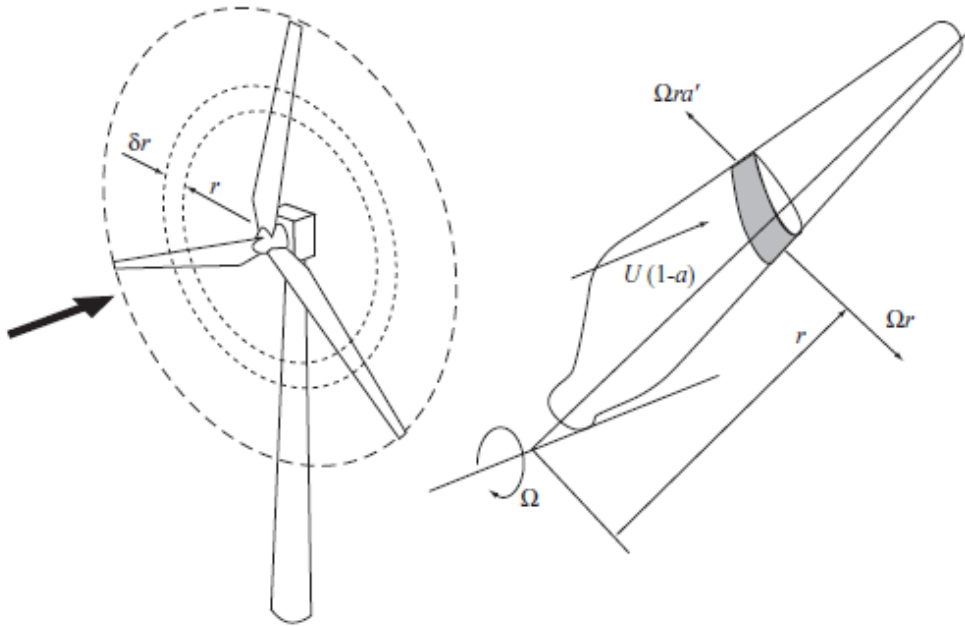


Figura 2.6 – Ilustração dos anéis associados a teoria do elemento pá (Oliveira, 2016)

Cada anel de raio r e espessura dr , como foi descrito da secção anterior, é sujeito a uma velocidade axial do fluxo $U_0(1-a)$ e uma velocidade de rotação de Ω . a' gerada pela rotação do rotor Ω .

Sendo a velocidade tangencial o produto entre a rotação e o raio r , a velocidade relativa de cada anel é expressa da seguinte forma:

$$U_{rel} = \sqrt{[U_0(1-a)]^2 + [\Omega \cdot r \cdot (1+a')]^2} \quad (2.25)$$

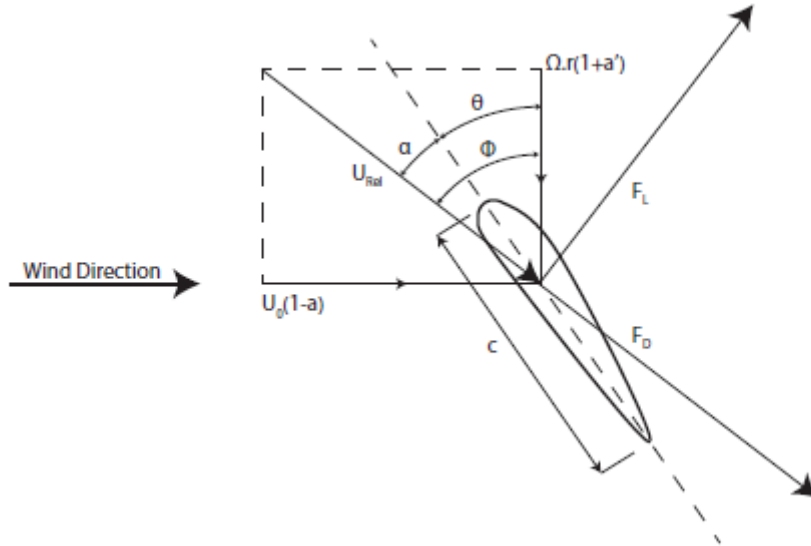


Figura 2.7 – Orientação das velocidades e forças aplicadas nas pás (Oliveira, 2016)

Considerando a equação acima é possível definir as forças de sustentação (dF_L) e arrasto (dF_D) que são aplicadas às pás:

$$dF_D = \frac{1}{2} \cdot C_D(\alpha) \cdot \rho \cdot U_{rel}^2 \cdot c \cdot dr \quad (2.26)$$

$$dF_L = \frac{1}{2} \cdot C_L(\alpha) \cdot \rho \cdot U_{rel}^2 \cdot c \cdot dr \quad (2.27)$$

Em que:

- α – Corresponde ao ângulo de ataque, entre o eixo longitudinal do anel e o vetor U_{rel}
- c – Corda da secção da pá, distancia máxima ao longo do eixo longitudinal.

2.3.4 SISTEMAS DE CONTROLO

Estando descritas as principais teorias que são usualmente utilizadas na análise do rotor, seu comportamento e cargas associadas ao fluxo, esta secção descreve as principais metodologias de controlo utilizadas nos geradores atuais.

Os sistemas de controlo como foi referido no capítulo anterior têm grande influência no funcionamento do gerador assim como nas cargas associadas. É devido aos sistemas de controlo que é possível otimizar a energia produzida para vários tipos de turbulência, e intensidades de vento, aumentando assim a eficiência da tecnologia eólica. Têm também um papel crucial no controlo das cargas dinâmicas que a estrutura suporta.

Os sistemas em foco são controlo da orientação das pás (pitch) e controlo da velocidade de rotação do rotor.

2.3.4.1 CONTROLO DA ORIENTAÇÃO DAS PÁS

O controlo da orientação das pás é, atualmente, a metodologia mais comum nos geradores eólicos. Permite que as pás girem ao longo do seu eixo longitudinal, consoante as necessidades da produção energética considerando o fluxo, ajustando o ângulo de ataque ao fluxo. Como foi visto

no subcapítulo anterior tal medida altera os valores dos coeficientes de arrasto e sustentação, o que possibilita controlar as forças aerodinâmicas suportadas pelas pás.

O ângulo pode variar entre 0 a 90 graus. O ângulo das pás aumenta para condições atmosféricas extremas, valores de velocidade do vento altas, minimizando assim o arrasto. No caso de 0°, situação em que as pás ficam na posição que maior resistência oferece ao fluxo, é utilizada tal configuração de modo a aumentar o arrasto e consequentemente aumentar o output energético para uma intensidade do fluxo que permita gerar energia. As condições de operação do sistema de controlo pitch são abordadas no capítulo 5. Ao alterar o ângulo de ataque, a orientação da velocidade relativa (rotação do rotor e velocidade do fluxo) altera também.

É uma solução que tem impacto para ventos de grande intensidade, regulando assim a rotação do rotor, mantendo o valor da energia produzida constante. Esta solução é implementada no caso de estudo da presente tese e é abordada com mais detalhe no capítulo 5.

2.3.4.2 CONTROLO DE VELOCIDADE DE ROTAÇÃO DO ROTOR

O sistema de controlo pela velocidade do rotor é apenas possível para geradores que funcionam a diferentes velocidades. Visto que para maximizar a energia produzida é necessário atingir a velocidade de rotação ótima, para diferentes intensidades de vento, assim esta metodologia de controlo funciona com o objetivo de regularizar constantemente as rotações do rotor tendo em consideração as variações da intensidade do vento.

A equação 2.28 define o valor da energia produzida:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \frac{C_p}{\lambda^3} \cdot \Omega^3 \quad (2.28)$$

A energia produzida depende então do coeficiente de potência máximo C_p , da velocidade ótima de ponta da pá λ^3 e da rotação ótima do rotor Ω^3 .

Definindo:

$$K = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \frac{C_p}{\lambda^3} \quad (2.29)$$

Então:

$$P = K \cdot \Omega^3 \quad (2.30)$$

Conclui-se que a eficiência máxima do sistema é proporcional ao cubo da rotação do rotor. Assim o torque relativo à máxima eficiência depende do quadrado da rotação do rotor resultando:

$$T = K \cdot \Omega^2 \quad (2.31)$$

Este sistema de controlo permite então, otimizar a produção de energia, para diferentes intensidades de vento, variando o torque de acordo com o quadrado da rotação do rotor. Apesar de ser o tipo de controlo mais aplicável consoante as condições do fluxo, existem algumas restrições ao funcionamento teórico do sistema.

A figura 2.8 representa a relação entre o torque e a velocidade do gerador, eixo de transmissão, que representa o produto entre a rotação do rotor e a eficiência da caixa de velocidades, para diferentes intensidades de vento. Para este caso, o controlo em causa é feito entre os pontos B e C. O que significa que entre B e C o torque varia de acordo com o quadrado das rotações do rotor de modo a considerar o valor ótimo do coeficiente de potencia C_p (reta vermelha da figura).

Porém o ruído produzido pelo gerador, assim como as cargas aerodinâmicas geradas nas condições de funcionamento não permitem que a relação torque e velocidade do gerador entre B e C acompanhe o valor ótimo de C_p , trajeto representado pela reta vermelha, condicionando a curva de funcionamento do gerador. Assim o valor ótimo da rotação do rotor é atingido para velocidades de vento relativamente baixas, ponto C.

De modo a aumentar a energia produzida nesta fase, mantendo o valor dos rpm's do rotor, o valor do torque é aumentado até atingir o output energético desejado, trajeto descrito pelos pontos C e E. Após atingir o valor da energia desejada, que irá corresponder ao valor máximo do torque, o controlo do sistema é feito a partir da variação do ângulo pitch, controlo por pitch, permitindo que para velocidades de vento superiores o torque do sistema seja mantido constante, possibilitando assim outputs energéticos máximos e constantes para ventos de intensidades altas.

O processo acima descrito é a base teórica do funcionamento no gerador eólico atual, apesar de em termos práticos alguns obstáculos implicarem limitações na metodologia de controlo. Tendo em consideração as restrições dos sistemas de controlo, mais propriamente a transição entre os tipos de controlo, a trajetória A', B', C', D' representa de forma mais realista a evolução do torque com a velocidade do gerador.

No capítulo 4, é enquadrado o processo acima descrito com base no comportamento do gerador, já no capítulo 5 este tema é abordado considerando restrições do algoritmo do software usado.

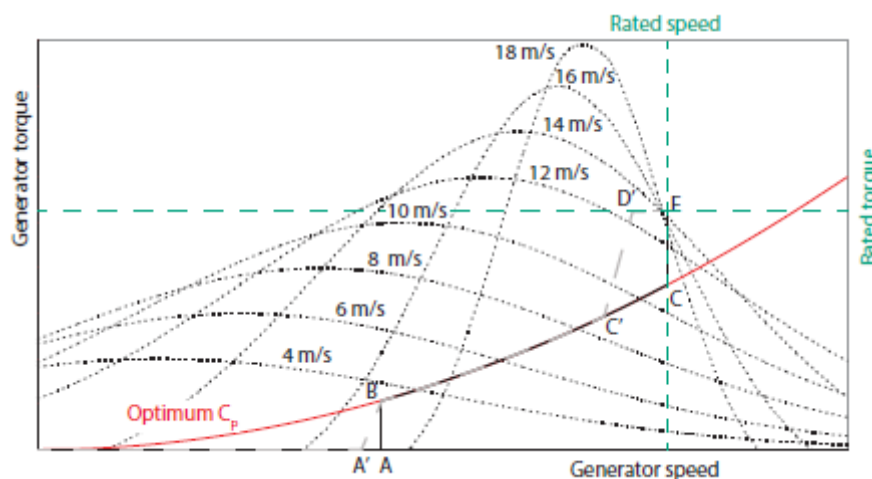


Figura 2.8 – Ilustração da curva torque-velocidade no caso de um gerador com funcionamento a velocidade variável e controlo pitch

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram abordados os principais componentes de um aerogerador eólico atual e os principais elementos responsáveis pelo comportamento dinâmico e estrutural. São definidos os tipos de geradores existentes assim como as diferenças de funcionamento de caso para caso.

As principais teorias e conceitos que descrevem o comportamento do gerador são também abordadas, sendo que a fundamentação teórica da Teoria do elemento pá e Teoria do momento angular são particularmente importantes para a compreensão do funcionamento estrutural do gerador para várias condições de operação. Por fim são apresentados os tipos de controlo mais importantes que permitem uma maior eficiência do sistema.

As teorias descritas estão presentes nos softwares que simulam o comportamento dos geradores eólicos, especialmente a Teoria do elemento pá que tem grande impacto na quantificação das cargas associadas às pás durante o funcionamento do gerador.

3

Condições a simular e modelação de um gerador eólico

‘A model should be as simple as it can be but no simpler’

3.1 INTRODUÇÃO

O papel da modelação é de extrema importância para a fiabilidade de qualquer projeto. Além de permitir o dimensionamento da estrutura tendo em conta a segurança e o custo como principal objetivo, permite simular o comportamento da estrutura em diferentes condições de funcionamento, chegando a valores de esforços e tensões, de referência, para cada tipo e intensidade de ação a que a estrutura está sujeita.

Como foi descrito no capítulo anterior, o funcionamento do gerador eólico é bastante complexo. As variáveis e fenómenos que influenciam o comportamento da estrutura têm características distintas, o que implica englobar na análise fatores como a variação do vento, características aerodinâmicas das pás, metodologias de controlo assim como as propriedades mecânicas das componentes do aerogerador.

Além das características e propriedades da estrutura, dimensões, materiais, ligações, o gerador eólico atual necessita de ajustar o seu funcionamento consoante as condições a que está sujeito. Pois a resposta estrutural irá depender das condições da estrutura para cada tipo de ação exterior.

3.2 PRINCÍPIOS E CONDIÇÕES A SIMULAR

Durante o período de vida do gerador eólico, a estrutura é exposta a ações gravíticas e aerodinâmicas variáveis. Portanto é, essencial que o modelo tenha em consideração a variação das ações durante o funcionamento. Como foi descrito no capítulo anterior, a presença de vários geradores eólicos na mesma zona, parques eólicos, tem grande influência no fluxo do ar, efeito esteira, diminuindo o valor da energia cinética do fluxo nas zonas após o rotor. Tal facto deve ser caracterizado pois tem influência na ação do vento nos geradores alinhados com o sentido do fluxo.

De modo a analisar o comportamento estrutural e dinâmico do gerador eólico, o processo que envolve a transformação da energia mecânica em elétrica não tem relevância aparente no modelo, assim como a fase de ligação à rede. No entanto, o output energético do gerador depende das rotações por minuto do rotor, que por sua vez influencia diretamente as cargas aerodinâmicas suportadas pela estrutura.

Considerando que a estrutura estará sujeita a ações variáveis como a ação do vento e ação de rotação do rotor, e que para cada ação exterior estão associadas operações de controlo de modo a

obter o comportamento do sistema desejável, um modelo que caracterize corretamente o comportamento dinâmico da estrutura terá de ter em conta as variações de funcionamento a que o aerogerador está sujeito.

O correto funcionamento de um aerogerador depende, como foi referido anteriormente, da eficiência dos sistemas de controlo. Torna-se então necessário considerar os efeitos dos sistemas de controlo para cada região de operação, ou seja, um modelo que simule o comportamento dinâmico de um gerador eólico deve ter em consideração a ação do controlo consoante as ações a que a estrutura está sujeita. Além de contribuírem para a otimização do processo estes sistemas de controlo podem ser utilizados como mecanismos de segurança em caso de avaria ou condições atmosféricas extremas. Na figura 3.1 é apresentado um caso de falha estrutural provocado por condições atmosféricas extremas.



Figura 3.1 – Colapso estrutural da torre de um gerador eólico.

(<http://windsorstar.com/news/local-news/wind-turbine-topples-in-chatham-kent>)

O modelo do gerador eólico tem em consideração vários graus de liberdade. No modelo são considerados como rígidos a fundação, a placa sobre a qual os componentes assentam na nacelle (bed plate), gerador e hub. Os graus de liberdade que podem ser então considerados como mais relevantes para o estudo dinâmico e estrutural estão relacionados com: a torre é descrita com quatro graus de liberdade; sistema yaw e eixo de rotação, ambos considerando uma rotação ao longo do eixo longitudinal; pás considerando três graus de liberdade sendo que, dois deles estão relacionados ao mesmo tipo de modo de vibração. Assim são caracterizadas as três grandes subestruturas, torre, nacelle e pás. Aos graus de liberdade da torre e pás estão associados aos modos de vibração e consequentemente uma frequência natural.

Os graus de liberdade relativos à torre são definidos como side-side, definido por uma translação perpendicular ao plano formado pelo eixo do rotor e o eixo longitudinal da torre, e fore-aft, relativos a um deslocamento no topo da torre como ilustrado na figura 3.2, representando apenas para os primeiros modos de vibração.

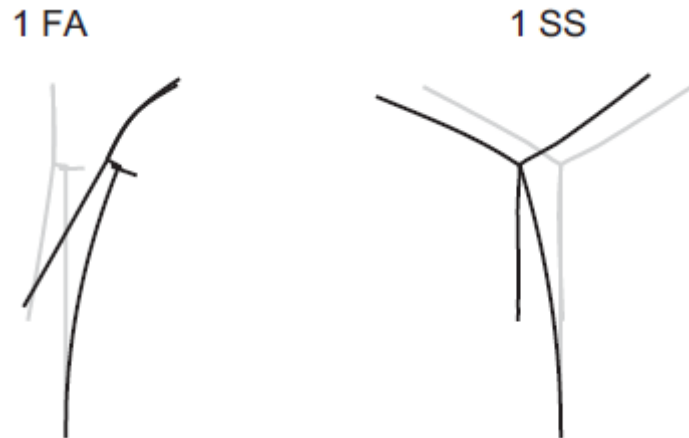


Figura 3.2 – Primeiros modos de vibração fore-aft e side-side (Oliveira, 2016)

No que diz respeito às pás os modos de vibração podem ser definidos como edgewise ou flapwise, correspondendo a deformação no plano do rotor e fora do plano do rotor, respetivamente. Para cada modo de vibração definido existem três sub-modos correspondendo a uma configuração simétrica (S) e duas antissimétricas (T e Y) das pás. A figura 3.3 representa os modos de vibração relativos às pás.

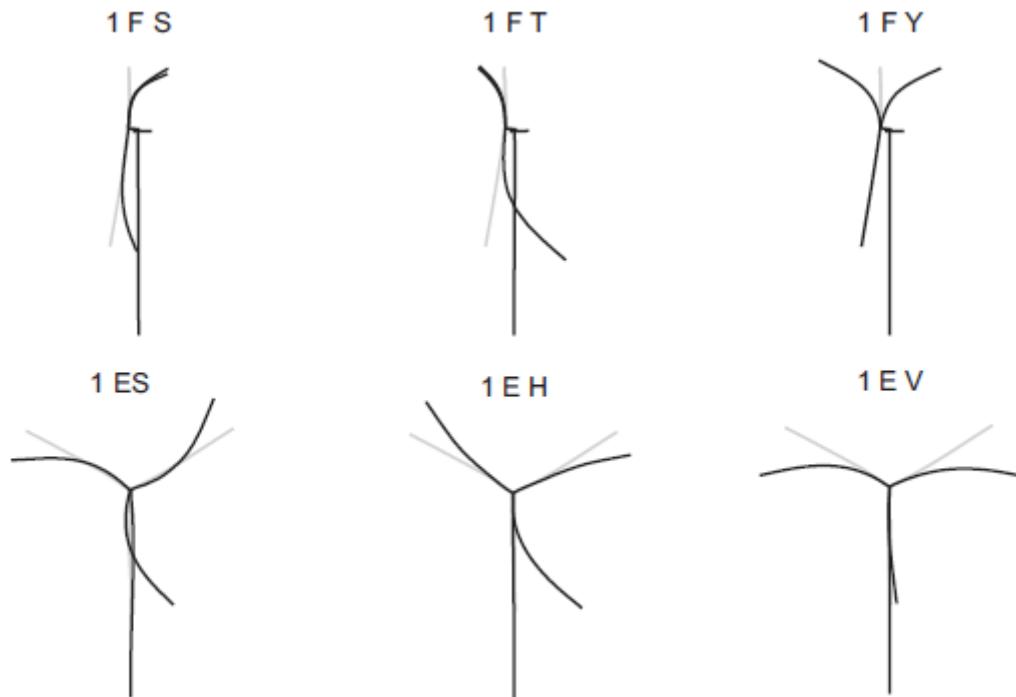


Figura 3.3 – Primeiros modos de vibração relativos às pás (OLIVEIRA, 2016)

A análise das frequências naturais relativas aos primeiros modos de vibração pode ser feita, de forma simplificada, desprezando o movimento rotativo do rotor, visto que depende inteiramente da massa e inércia do sistema, a influência do rotor é desprezável (Oliveira, 2016). Tal simplificação permite modelar a estrutura de forma mais simples obtendo resultados válidos. É essencial obter valores para cada modo de vibração, visto que fenômenos de ressonância dependem da relação entre frequência natural e frequência de excitação. O fenômeno relacionado com a ressonância pode provocar danos significativos na estrutura, para velocidades de funcionamento do rotor críticas. Além deste tipo de fenômeno estando a estrutura submetida a cargas cíclicas o estudo do efeito da fadiga é de grande importância pois apresenta-se como um dos efeitos mais críticos no comportamento estrutural do gerador.

O papel de modelos simplificados tem também grande importância no processo de modelação. Permitem validar suposições e estabelecer valores realistas para algumas propriedades estruturais do sistema, além de serem relativamente fáceis de implementar. Estes tipos de modelos fornecem resultados úteis para modelos mais complexos, pois são consideradas bastantes simplificações que não afetam de forma significativa o resultado desejado. No caso do cálculo da frequência natural de cada modo, os resultados obtidos através do modelo feito com o software ROBOT são da grandeza esperada e permitem dar garantias aos estudos posteriores.

Assim, um modelo que caracterize eficazmente o comportamento de um gerador eólico para diferentes condições de funcionamento, tendo em conta os aspetos acima descritos, terá de ter em consideração não só as propriedades mecânicas da estrutura como a variação destas para diferentes ações exteriores. Assim os aspetos essenciais a considerar no modelo são: componente estrutural, que defina a massa, rigidez, amortecimento, geometria e outros parâmetros dinâmicos da estrutura; componente aerodinâmica que caracterize as ações na estrutura tendo em consideração as ações a que o gerador está sujeito; uma componente que simule as estratégias de controlo e as suas consequências no funcionamento da estrutura; uma série temporal que defina a ação do vento de modo a simular as condições reais, considerando assim a turbulência e variação da intensidade ao longo do tempo. Estas são as principais condições que condicionam a resposta estrutural do gerador em terra.

3.3 SOFTWARE UTILIZADO NA MODELAÇÃO: FAST

Com o avanço tecnológico na área informática, vários programas surgiram com o propósito de simular o comportamento de geradores eólicos, dando um grande apoio aos engenheiros responsáveis pela estrutura e seus componentes. O laboratório Risø, na Dinamarca criou o software HAWC2, que tem grande aplicação prática devido ao grande leque de opções que fornece ao utilizador, apesar da sua complexidade é um dos softwares mais utilizados no estudo estrutural de geradores eólicos. Outros exemplos são os softwares Bladed, criado pela empresa DNV GL – Renewables, e Qblade que foi formulado com o contributo da comunidade científica sendo bastante simples de usar e tendo como objetivo facilitar a compreensão dos processos que envolvem o comportamento do gerador eólico assim como as relações entre os parâmetros e componentes do sistema.

O software utilizado na presente tese foi o FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structure, and Turbulence) criado pela NREL (National Renewable Energy Laboratory), escrito na linguagem Fortran. Citando os criadores do software: ‘O código presente no FAST é um código de mediana complexidade usado para (1) modelar estruturalmente geradores eólicos a partir da informação dada acerca do gerador, propriedades mecânicas e aerodinâmicas dos seus componentes, e (2) simular a resposta estrutural e aerodinâmica do gerador em resposta às condições impostas pelo

complexo fluxo de vento.’ (Jonkman, 2007). Originalmente criado para simular o comportamento de geradores em terra, o código sofreu avanços significativos de modo a ser compatível com a simulação de estruturas no mar. O FAST apresenta grande versatilidade de modelação, incluindo análises de geradores de diferentes tipologias, como foram definidas no capítulo 2, apresentando-se como uma ferramenta poderosa capaz de simular o comportamento aero-elástico da estrutura.

O FAST é um software de código aberto, altamente personalizável, com o lançamento da versão OpenFAST é possível alterar o código do software de modo a atender a condições específicas de funcionamento como paragem de funcionamento para velocidades superiores ao valor cut-out.

Das versões existentes do FAST, na presente tese, a versão 8 foi a utilizada na simulação. Os outputs da simulação consistem em séries temporais que contemplam as ações a que a estrutura está sujeita assim como as respostas da estrutura e dos seus componentes. O esquema dos módulos utilizados pelo software está representado na Figura 3.4.

O programa pode ser inicializado a partir do Simulink no Matlab ou pela linha de comandos do Windows. Neste processo o ficheiro principal (fst) é executado pela aplicação (Jonkman, 2005). O ficheiro principal tem como objetivo caracterizar o tipo de análise a ser feita, e é a partir deste que são escolhidos os módulos, ficheiros que caracterizam diferentes aspetos necessários à simulação, a usar no modelo.

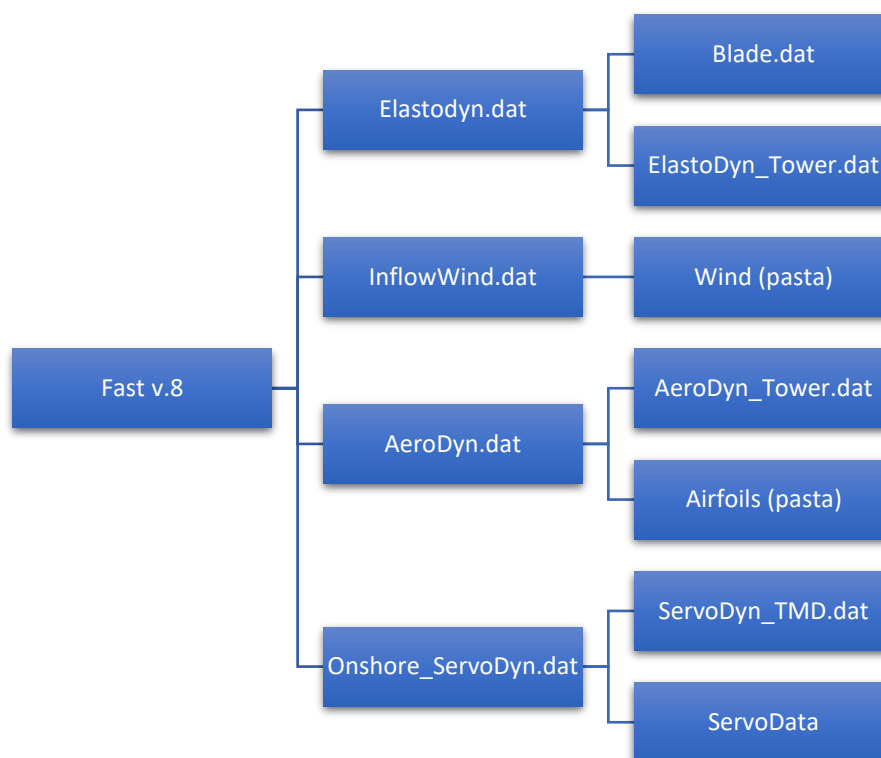


Figura 3.4 – Ficheiros principais da simulação pelo FAST.

A escolha dos módulos a utilizar depende do tipo de funcionamento do gerador sendo que no caso de estruturas ‘onshore’ os módulos a utilizar são os descritos na Figura 3.4.

Uma vez que se trata de um código aberto e gratuito, a evolução do software tem sido apoiada pela grande comunidade científica participante, o que implica uma atualização constante do código.

São de seguida descritos os vários módulos utilizados na análise, o seu papel na simulação e os parâmetros que envolvem. Cada módulo, à exceção do ElastoDyn e ServoDyn, tem um manual de utilizador que contempla cada parâmetro e a relação entre variáveis presentes nos ficheiros, sendo que para uma descrição completa do processo os manuais referidos proporcionam uma explicação mais exhaustiva (<https://nwtc.nrel.gov/FAST8>).

O módulo ElastoDyn tem como objetivo caracterizar os principais aspetos estruturais do sistema (Jonkman e Jonkman, 2016). São descritos os graus de liberdade a serem considerados na análise, correspondendo a 3 graus de liberdade por pá, 2 da torre, 1 na nacelle e 2 no eixo de transmissão, sendo que os modos de vibração mais relevantes são os dois pares side-side e for-aft da torre e os relativos às pás. É descrita a geometria do gerador e as suas propriedades mecânicas como inércia e massa do sistema. São também descritas as propriedades estruturais da torre e das pás, em dois ficheiros distintos. De realçar que nos dois ficheiros relativos às propriedades estruturais das pás e torre, é possível definir um coeficiente de correção para a densidade e rigidez, assim como fatores de correção relativos às frequências naturais da torre e pás, tal opção permite modelar a estrutura tendo em conta possíveis alterações posteriores ao dimensionamento original, assim como afinar as frequências naturais de cada modo de vibração.

Na Figura 3.5 estão representados todos os graus de liberdade que podem ser adotados na análise dinâmica da estrutura a partir do módulo ElastoDyn, sendo que para um aerogerador em terra são os graus de liberdade possíveis a considerar. No caso de estudo não foram considerados os graus de liberdade associados à plataforma, pois estão associados a geradores eólicos localizados no mar.

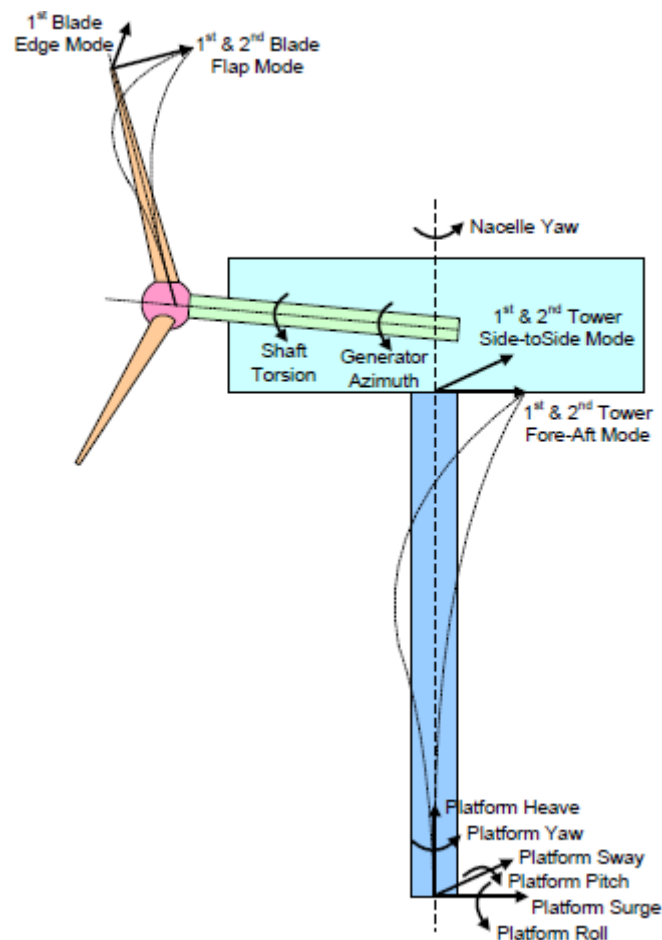


Figura 3.5 – Possíveis graus de liberdade a considerar nos modelos do FAST

A escolha dos graus de liberdade depende da análise a ser feita, consequentemente é possível considerar alguns componentes como rígidos ou flexíveis. Assim o FAST considera diferentes tipos de cenários consoante os graus de liberdade escolhidos. No processo de cálculo utilizado pelo software é utilizado o método de Kane (Jonkman, 2013), que adota equações não lineares do movimento correspondentes ao comportamento dinâmico da estrutura.

A formulação da estrutura contempla uma análise modal das pás e torre, enquanto que as relações entre as componentes relativas à nacelle, gerador e hub são consideradas tendo em conta uma formulação ‘multi-body’.

Em relação às pás e torre, os elementos são definidos como barras Bernoulli-Euler à flexão, não são considerando graus de liberdade associados à torção nem deformação axial, a deformação por corte também não é considerada na análise. Os materiais associados às componentes da estrutura são considerados como isotrópicos (Jonkman, 2013).

Os ficheiros relativos ao fluxo de ar que solicita a estrutura são gerados pelo módulo InflowWind (Platt, Jonkman e Jonkman, 2016), sendo possível reproduzir o efeito de ventos com turbulência a partir da aplicação Turbsim (Jonkman e Kilcher, 2012). Neste módulo é definida uma grelha que corresponde ao fluxo do vento, sendo possível caracterizar a intensidade do fluxo nas três direções espaciais. O ficheiro input deste módulo é executado pela aplicação Turbsim, sendo o ficheiro output desta operação utilizado no módulo InflowWind.

O cálculo das cargas aerodinâmicas é feito pelo módulo AeroDyn (Jonkman *et al.*, 2015), tendo em consideração as teorias descritas no capítulo 2, mais especificamente a teoria do elemento de pá. Neste módulo a influência do vento na torre é considerada tendo em conta coeficientes de arrasto. A geometria das pás tem especial influência, sendo que é necessária uma descrição da sua variação ao longo do desenvolvimento da pá.

O controlo do gerador eólico é definido no módulo ServoDyn (Jonkman e Jonkman, 2016). Os tipos de controlo que são possíveis implementar correspondem às soluções mais usuais como o controlo pitch, controlo do torque e rotação do eixo, como foi referido no capítulo 2. É também possível reproduzir o comportamento da estrutura no caso de avaria ou situação extrema, no caso de mau funcionamento do controlo pitch, ativando o travão de emergência. Por fim, é possível simular o movimento da nacelle devido ao sistema yaw, responsável por alinhar o rotor com a direção e sentido do fluxo, este tipo de controlo apenas está presente nos geradores eólicos upwind, visto que no caso de downwind a ação do fluxo é suficiente para orientar o rotor.

O ficheiro output da simulação é personalizável, podendo apresentar valores para deslocamentos e acelerações em vários pontos da torre e pás, contempla esforços e reações da estrutura assim como parâmetros relativos à produção energética e funcionamento das estratégias de controlo.

A NREL fornece, além do executável e testes de certificação que permitem ao utilizador familiarizar-se facilmente com o software, ficheiros de resultados para cada teste. Uma série de funções para Matlab são fornecidas de modo a analisar de forma mais eficiente os ficheiros de resultados. Resultados relacionados com análise modal, efeitos de fadiga, resposta estrutural às ações podem ser obtidos a partir das ferramentas acima referidas.

3.4 FERRAMENTAS COMPLEMENTARES

Como foi referido a NREL não só fornece o software que gera resultados na forma de séries temporais, como disponibiliza meios para interpretar e facilitar a compreensão dos mesmos. Neste subcapítulo são abordadas metodologias e processo capazes de fornecer informações importantes acerca do funcionamento estrutural assim como interpretação de resultados.

3.4.1 LINEARIZAÇÃO

A opção de linearização é ativada com o ficheiro principal (fst) que permite linearizar os resultados para vários momentos da série temporal, sendo que da série temporal disponível os pontos locais a serem analisados devem fornecer dados do sistema quando este se encontra estabilizado. Para que a opção de linearização possa ser ativada, as estratégias de controlo do gerador não devem estar ativas, visto que alteram o comportamento estrutural do sistema.

A linearização feita pelo software Fast v8 baseia-se no modelo de estado ('state-space model') (Jonkman e Jonkman, 2016). Este tipo de formulação corresponde a uma representação linear de um sistema dinâmico, apresenta-se como uma alternativa à formulação dinâmica clássica. O modelo é então caracterizado pelo seguinte sistema (Magalhães, 2004):

$$\dot{x} = A_C \cdot x(t) + B_C \cdot u(t) \quad (3.1)$$

$$y(t) = C_C \cdot x(t) + D_C \cdot u(t) \quad (3.2)$$

Com:

x	Vetor estado, contem velocidades e deslocamentos do sistema
y	Vetor relativo à resposta medida pelo sistema
u(t)	Excitações que o sistema está sujeito
A_C	Matriz de estado, contém os principais parâmetros físicos
B_C	Matriz input, descreve como as excitações afetam o sistema
C_C	Matriz output
D_C	Matriz de transmissão

De entre as componentes do sistema, a matriz A tem especial relevância pois contém informação acerca das propriedades estruturais, sendo possível calcular todos os parâmetros modais a partir da análise dos vetores e valores próprios. O sub-índice C indica a continuidade do modelo em relação ao tempo. (Magalhães, 2004)

O processo de linearização é composto pelas seguintes etapas (1) determinação de ponto(s) de operação, (2) linearização das equações não-lineares relativas a cada módulo para o(s) ponto(s) de operação, (3) linearização das relações de ligação, input-output, entre os módulos usados na análise, (4) assemblagem de todas as matrizes calculadas gerando um modelo de estado linear em relação ao ponto de operação escolhido (Jonkman e Jonkman, 2016).

A linearização das equações não lineares do sistema possibilita o cálculo de parâmetros modais da estrutura. Os resultados da análise podem ser utilizados para o cálculo do diagrama de Campbell onde as frequências naturais da estrutura são calculadas em função da rotação do rotor. Para tal apenas os módulos ElastoDyn e ServoDyn devem estar ativados, o último sem a opção de qualquer tipo de controlo servindo apenas para fornecer dados sobre a rigidez e amortecimento entre a nacelle e sistema yaw.

A análise é feita com intervalos de 2 rpm até 14 rpm. Para cada valor de rpm, é calculado um estado estacionário, ou seja, durante a análise o ponto de operação deve estar situado numa 'zona' em que já se tenha atingido estabilidade do sistema em relação à ação da gravidade e da rotação do rotor. Atingido o estado estacionário o processo de linearização é feito formando uma matriz 'A'. Com a informação gerada, o script MBC (multiblade coordinate postprocessor) calcula os vetores próprios e as respetivas frequências naturais.

A formulação matemática e os processos relacionados com as operações acima mencionadas não são objetivo de análise da presente tese, para um estudo detalhado consultar referência. (Jonkman e Jonkman, 2016).

3.4.2 FADIGA

A análise da fadiga, como já foi referido anteriormente, tem grande impacto no comportamento da estrutura, sendo que o dimensionamento de muitos dos componentes do gerador é influenciado pela ação da fadiga e não pela carga máxima (Burton *et al.*, 2011).

As cargas que contribuem para a degradação da estrutura devido à fadiga, para estruturas onshore, estão relacionadas com o movimento rotativo do rotor, considerando também os harmónicos, e a ação do vento no caso onshore.

O efeito do vento, sendo a principal ação a que a estrutura está sujeita, provoca carregamento na zona do rotor como foi descrito no capítulo 2. Sendo considerada uma ação variável devido à natureza turbulenta, os ciclos e intensidades a serem consideradas na análise à fadiga apresentam grandes variações, assim a análise do efeito do vento é feita considerando a componente média da intensidade do vento e a turbulência, ou seja, a variação da intensidade do vento.

A turbulência do vento é então responsável pela excitação dinâmica a que o gerador eólico está sujeito. Uma forma comum de representar a intensidade da turbulência do vento, I_w , corresponde ao rácio entre o desvio padrão da velocidade do vento, σ_w e a velocidade média, U , (NP EN 1991-1-4, 2010)

$$I_w = \frac{\sigma_w}{U} \quad 3.3$$

A figura 3.6 apresenta uma série temporal gerada pelo Turbsim onde o efeito da turbulência é evidente.

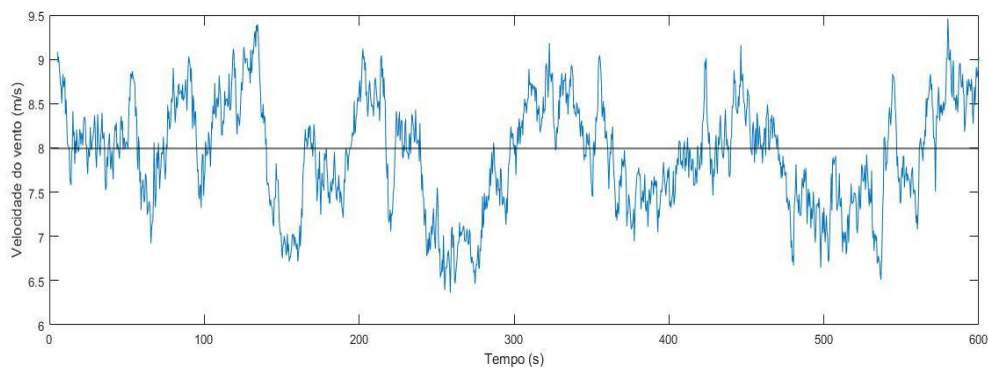


Figura 3.6 – Velocidade média de 8 m/s com nível de turbulência elevado, gerado pelo Turbsim

A natureza do movimento rotacional do rotor provoca diretamente uma excitação cíclica no topo da torre, dependendo do valor das rotações por minuto. A frequência de excitação pode ser então calculada a partir do valor referido. A ordem de grandeza das frequências associadas ao movimento do rotor encontra-se na ordem de 0.2 a 0.25 Hz, consequentemente os primeiros modos de vibração da torre são propensos a este tipo de excitação. Por outro lado, também são induzidas cargas cíclicas que correspondem aos múltiplos de $3(\Omega)$, com Ω a representar o valor de RPM, que têm grande influência nos segundos modos de vibração da torre (Oliveira, 2016).

Similarmente ao pós-processamento no processo de linearização, anteriormente descrito, a NREL fornece ferramentas em Matlab, funções que permitem analisar o efeito da fadiga considerando as várias ações a que a estrutura está sujeita. O conjunto de funções pode ser transferido através do site da NREL, a função principal é o Mlife.

A função desenvolvida está de acordo com as regras definidas pelo Anexo G da IEC (International Electrotechnical Commission) 61400-1, terceira edição.

Os dados fornecidos à função são séries temporais relativas à simulação gerada pelo Fast, ou seja, o ficheiro de resultados da simulação é utilizado na análise à fadiga. Além da série temporal o Mlife segue as instruções definidas pelo utilizador a partir de um ficheiro do tipo 'mlif'. Neste ficheiro são apresentadas várias opções que definem o tipo de análise a ser realizada. Segue-se uma breve introdução e explicação do funcionamento do Mlife (Hayman, 2012).

De modo a obter resultados realistas associados às ações dinâmicas a que a estrutura está sujeita podem ser lidos vários ficheiros de resultados FAST, sendo que cada um simula uma determinada condição a que a estrutura está sujeita (Hayman. G. J e Jr, 2012). É vantajoso simular as condições de operação a que o gerador estará sujeito durante o período de funcionamento, como a variação da intensidade de vento, ausência de rotação do rotor e até avarias ou paragens de emergência devem ser consideradas na análise. Cada caso terá maior relevância quanto mais frequente for a ocorrência das condições simuladas.

O Mlife calcula, para cada série temporal fornecida, cargas que provocam o mesmo efeito na estrutura em comparação com os ciclos fornecidos (short-term damage-equivalent loads), DEL, ou cargas equivalentes de fadiga e o dano causado à estrutura durante o período simulado (damage-rate) (Hayman, 2012). Ambos os resultados correspondem apenas aos dados fornecidos de cada série temporal.

As cargas equivalentes de fadiga correspondem a cargas de amplitude constante, que para um determinado número de ciclos, 10^7 a título exemplificativo, têm o mesmo efeito ou provocam o mesmo dano na estrutura em relação às variações de cargas e respetivos ciclos utilizados na análise tradicional rainflow.

Os ciclos são caracterizados de acordo com a intensidade média do vento e a sua variação, efeito da turbulência como foi descrito anteriormente.

Os mesmos parâmetros são calculados tendo em vista o funcionamento do gerador durante o período de vida. Para tal são consideradas todas as séries temporais correspondentes aos cenários a ter em conta durante o período de funcionamento de vida, assim como outros parâmetros que permitem relacionar as séries: um coeficiente de ocorrência, que permite ajustar a influência de cada série temporal no funcionamento global da estrutura, este parâmetro representa a fração da vida útil do aerogerador para a qual estará sujeita a intensidades de vento que permitem produção de energia, ou seja, entre o cut in e cut out; o tempo de vida estimado da estrutura, frequentemente considerado 20 anos; a caracterização da intensidade de vento para o caso de estudo, o que permite ajustar a solução considerando uma distribuição probabilística, resultando numa probabilidade de ocorrência para cada cenário considerado.

Como foi referido, as cargas associadas às várias condições de operação são transformadas em ciclos. Esta transformação é feita de acordo com a análise feita aos máximos e mínimos locais de cada série temporal. Cada ciclo, definido como uma ação, é caracterizado pela média e variação máxima da intensidade. Cada ciclo é obtido recorrendo a uma análise rainflow (Hayman. G. J e Jr, 2012).

É assumido que os ciclos ocorrem para um valor constante relativo à intensidade média da carga, considerando depois a variação da mesma. Porém tal pressuposto não corresponde à realidade,

sendo que os ciclos ocorrem para um espectro de cargas médias. De modo a ter em conta esta propriedade pode ser introduzida a correção de Goodman (Hayman, 2012).

Neste momento o MLife é capaz de calcular os efeitos da fadiga na estrutura para três tipos de condição de operação, ou seja, considera 3 tipos de cenários de operação, funcionamento normal com produção de energia, gerador parado e mau funcionamento ou paragem de emergência. De modo a extrapolar os valores calculados anteriormente, relativos ao tempo de simulação do modelo, para uma base que englobe o período de vida da estrutura são aplicados os parâmetros associados à probabilidade de ocorrência de cada hipótese (Five, 2012).

Com a extrapolação é possível obter DEL's associados ao período de vida do gerador. Estes valores pretendem simular o efeito dos ciclos de cada modo de operação ao longo do tempo de vida do gerador, tendo como base as cargas associadas a cada tipo de modo de operação calculadas pelo software Fast. Consequentemente a precisão da análise depende do número de séries temporais fornecidas e dos parâmetros que permitem ajustar a ocorrência de cada simulação à realidade.

Assim, dado o período de vida estimado, é possível aferir o dano sofrido pela estrutura durante as várias etapas de funcionamento, o tempo até a rotura pode ser simplesmente calculado sendo o rácio entre o tempo de vida estimado e o dano acumulado.

$$T^f = \frac{T^l}{D^l} \quad 3.4$$

A exatidão do processo baseia-se na qualidade dos dados gerados pelas simulações que têm como objetivo representar as cargas a que a estrutura está sujeita durante o seu período de vida. Está disponível no site da NREL o manual de utilizador assim como a teoria por detrás da função (Hayman, 2012).

3.4.3 VISUALIZAÇÃO

No ficheiro principal é também possível gerar ficheiros capazes de simular visualmente o comportamento do gerador de acordo com o ficheiro de resultados da análise. Este tipo de ficheiros VTK (Visual toolkit) podem ser utilizados com softwares padrão para visualização como o caso de Paraview.



Figura 3.7 – Frame da animação gerada pelo software Paraview do gerador eólico em estudo

A opção de visualizar o comportamento do gerador de acordo com os pressupostos modelados, no caso do software Fast serve como uma confirmação das características visíveis do gerador. É possível gerar um tipo de visualização simples que apenas engloba barras simples, porém é possível simular a geometria de todas as componentes descritas no modelo, assim como o funcionamento conjunto da estrutura. Durante a visualização é também possível notar os deslocamentos associados ao comportamento da estrutura.

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

No capítulo apresentado foram apresentados os principais desafios de modelação de um gerador eólico, com especial foco para os fatores que influenciam o comportamento dinâmico e estrutural do gerador.

É também apresentado o software utilizado nas simulações, assim como os componentes e módulos associados ao funcionamento do FAST. O processo relativo à utilização do software é descrito de acordo com o que foi simulado nas análises posteriormente apresentadas no capítulo 5. O código associado ao funcionamento do programa, escrito em Fortran, não foi alvo de estudo apesar de tal ser possível com a utilização de uma versão mais avançada, OpenFast.

Os processos de pós-processamento dos ficheiros de resultados foram também descritos. A fundamentação teórica das funções Matlab utilizadas relativas à análise realizada à fadiga e análise das frequências naturais são também apresentadas no presente capítulo. A concretização e utilização do software FAST e das ferramentas pós-processamento são apresentadas com mais detalhe no capítulo 5.

4

Caracterização do caso de estudo

O presente capítulo tem como objetivo a caracterização da zona de estudo, e o gerador eólico analisado, Vestas V100 – 1.8MW, tendo em vista as condições de funcionamento, geometria e características mecânicas.

Os ensaios feitos no parque eólico são também caracterizados, bem como a análise dos dados recolhidos e a sua interpretação. Os dados permitem caracterização dos parâmetros modais da estrutura, frequências naturais e modos de vibração.

4.1 LOCALIZAÇÃO

O parque eólico em estudo está localizado a cerca de 3 quilómetros da vila da Tocha (ver Figura 4.1), Cantanhede, distrito de Coimbra. O parque é composto por cinco geradores eólicos idênticos (ver Figura 4.2), sendo a produção máxima do parque 9MW. O parque foi terminado em 2012, estando operacional desde então.



Figura 4.1 – Localização do parque eólico da Tocha, Cantanhede

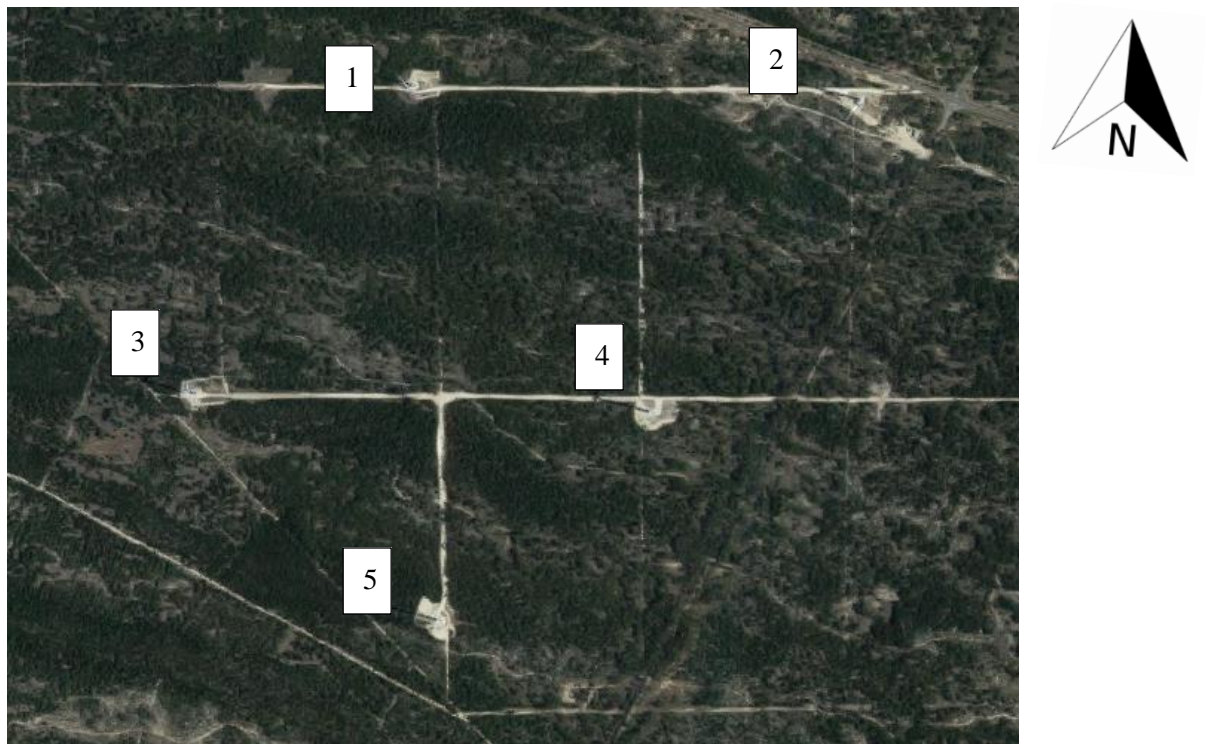


Figura 4.2 – Geometria do parque eólico com a indicação da posição dos 5 aerogeradores

4.2 GERADOR EÓLICO V100-1.8MW

O modelo é V100 – 1.8MW. Tem como principal vantagem a capacidade de atingir o valor máximo de produção energética com intensidades de vento relativamente baixas.

O gerador é caracterizado como upwind, composto por três pás, cada uma com 49 metros de comprimento e máxima largura (corda) de 3.9 metros, perfazendo um diâmetro útil de 101 metros, considerando o diâmetro do hub, 3 metros. O tipo de controlo utilizado no gerador corresponde às soluções mais gerais, controlo pitch e controlo da velocidade de rotação do eixo de transmissão. O tipo de gerador é assíncrono tendo uma produção máxima de 1.8 MW para uma velocidade do vento de 12 m/s. A velocidade mínima para que haja produção, cut in speed, é 4 m/s e a velocidade de vento máxima admissível é de 20 m/s, cut out speed.



Figura 4.3 – Geradores eólicos, Tocha

A torre do gerador, do tipo tubular de aço, é composta por quatro segmentos, perfazendo uma altura de 93.3 metros, o diâmetro varia entre 4.15 m e 2.3m. A estrutura tem uma fundação com $14*14 m^2$.

As principais características do gerador estão referenciadas na Tabela 4.1 (Vestas, [s.d.]).

Tabela 4.1 – Principais características do gerador V100 1.8MW

Modelo	V100 1.8MW
Funcionamento	
Velocidade vento mínima	4 m/s
Velocidade vento ótima	12m/s
Velocidade vento máxima	20m/s
classe de vento considerada	IEC-S
tipo de controlo	controlo pitch controlo da velocidade gerador
Componente elétrica	
Gerador	assíncrono
Frequência	50Hz/60Hz
Rotor	
Largura das pás	49 m
Variação dos rpm	8,9-14,9 rpm
Diâmetro rotor	101 m

4.3 CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO

Os geradores atuais têm monitorização ao longo do seu período de vida, de modo a controlar as condições de operação da estrutura, a partir do sistema SCADA.

Os dados apresentados nas figuras 4.5 a 4.7 correspondem a médias de dez minutos, observados durante um mês de operação.

A curva de potência disponibilizada pelo fornecedor do gerador é apresentada na figura 4.4.

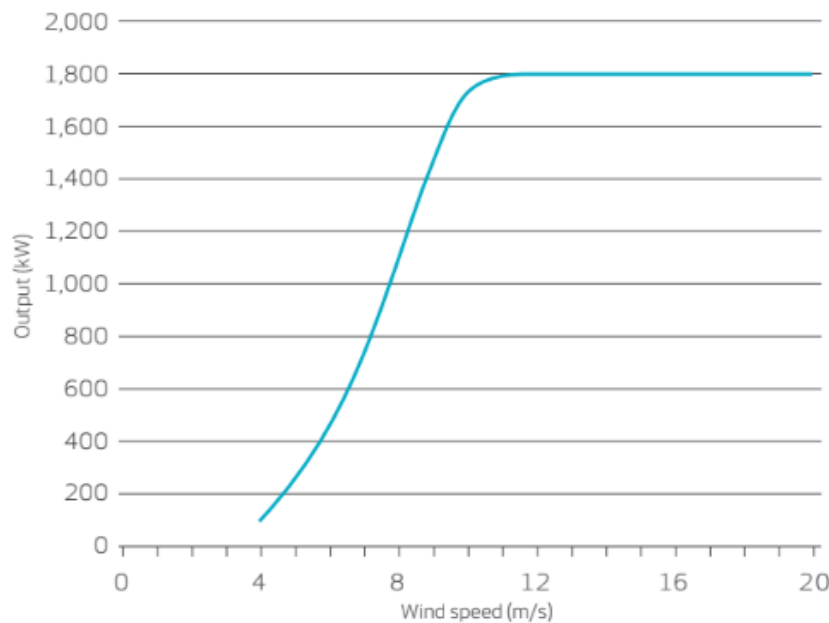


Figura 4.4 – Curva de potência V100 1.8MW (Vestas, [s.d.])

A curva de potência apresentada na figura 4.4 corresponde à produção energética tendo em consideração condições ótimas de funcionamento. Dos dados fornecidos foi possível representar a curva de potência relativa ao funcionamento do gerador durante o mês de observação, estando representada na Figura 4.5. É possível observar as semelhanças entre as duas figuras podendo concluir que os resultados dos dados experimentais são muito semelhantes aos fornecidos pela VESTAS.

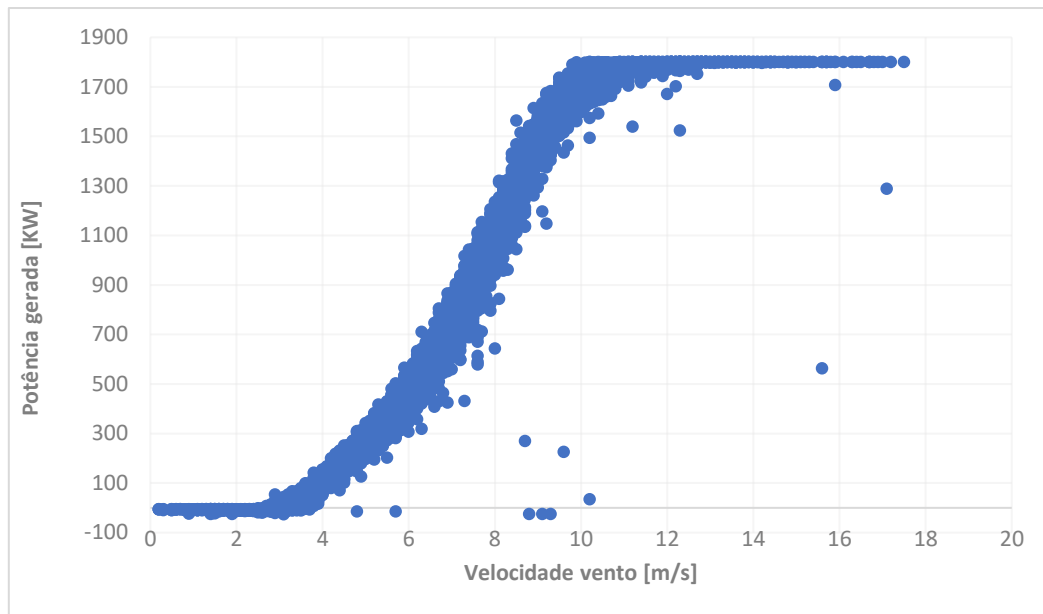


Figura 4.5 – Curva de potência gerada

De seguida são apresentadas as relações entre os principais fatores que influenciam o funcionamento do gerador.

O processo de controlo descrito no capítulo 2 pode ser agora relacionado com os dados provenientes do sistema SCADA, que descrevem o comportamento do gerador para cada fase de funcionamento.

Como foi referido a velocidade de vento mínima para a qual o gerador começa a produzir energia, cut in speed, é de 4 m/s.

Entre 4 e 7 m/s verifica-se um aumento das rotações do rotor e consequentemente torna-se possível produzir energia. Nesta fase a evolução das rotações do rotor não está associada a nenhum tipo de controlo sendo que o sistema está a funcionar de forma natural. Caracteriza-se pela evolução BC' descrita na figura 2.8, capítulo 2, o que corresponde à evolução não linear representada na curva de potência na figura 4.4.

Para intensidades de vento entre 7 e 9 m/s, a evolução da energia produzida torna-se linear, tal comportamento deve-se ao facto de as rotações do rotor atingirem a velocidade máxima evoluindo linearmente. Este cenário é descrito pela reta C'D' em que a relação entre torque e rpm do gerador é linear, assim como na curva de potência. Para este caso o controlo tem como objetivo regular a evolução do torque com as rpm do rotor.

De 9 a 12 m/s, velocidade para a qual é atingido o valor máximo de energia produzida, o controlo é feito pela ação das pás, ângulo pitch, e pelo controlo das rotações do gerador, sendo que ao ser atingido o valor máximo de energia produzida para 12 m/s o controlo das RPM é constante. O valor das rpm do rotor necessário para o começo deste tipo de controlo é ligeiramente superior em relação ao controlo por torque, impedindo assim que os dois tipos de controlo estejam ativos ao mesmo tempo. O aumento da energia produzida nesta zona é mínimo e deve-se à diferença entre o fim do controlo torque e o começo do controlo pitch, referido atrás, permitindo aumentar ligeiramente as rotações do rotor e consequentemente atingir para 12 m/s a produção energética máxima.

Por fim, para velocidades acima de 12 m/s o objetivo do sistema de controlo está relacionado com a energia produzida sendo que é necessário manter o output energético constante para as várias intensidades de vento acima de 12 m/s. Assim o sistema é controlado unicamente pela ação do controlo por pitch.

Com o controlo de pitch em funcionamento, o gerador permanece com um funcionamento normalizado em que as rotações do rotor são controladas pelo ângulo pitch e, consequentemente, a energia produzida mantém-se estável.

Com a alteração do ângulo pitch, as cargas aplicadas no rotor alteram de acordo com o ângulo de ataque da pá. Para velocidades de vento perigosamente altas 'cut out speed', neste caso 25 m/s, o gerador é forçado a parar através do aumento do ângulo pitch para o seu valor máximo.

Os gráficos em baixo expostos representam a relação entre os vários parâmetros que regulam o comportamento do gerador. É possível relacionar as várias condições de operação descritas anteriormente com a evolução das figuras 4.5 e 4.6.

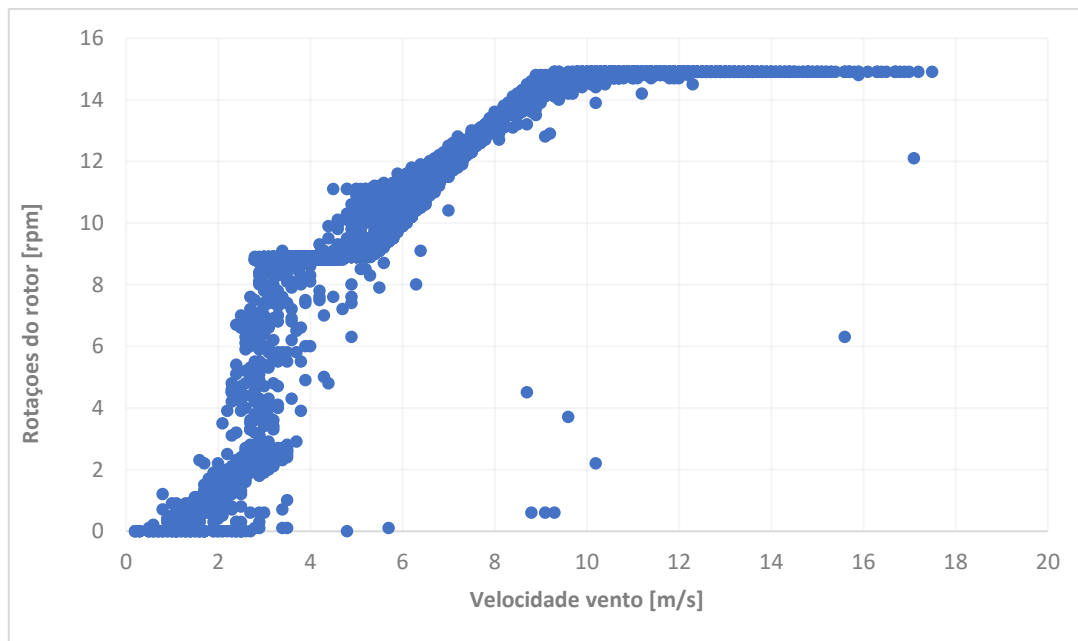


Figura 4.6 - Relação entre rotações e velocidade do vento

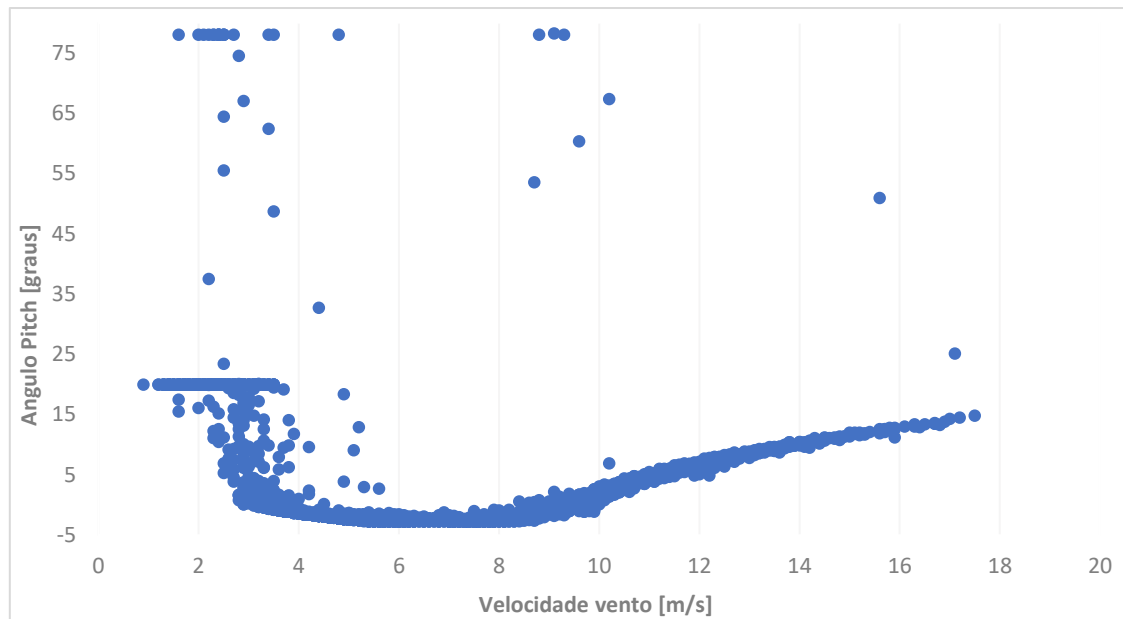


Figura 4.7 - Relação ângulo pitch vs velocidade do vento

4.4 CARACTERIZAÇÃO EXPERIMENTAL DOS PARÂMETROS MODAIS

4.4.1 ENSAIO DE VIBRAÇÃO AMBIENTAL

De modo a obter e validar as propriedades modais do gerador, a caracterização do funcionamento global do sistema foi possível através da realização de ensaios de vibração ambiental. Para efeitos de análise, os resultados obtidos pelos sensores estão de acordo com as condições que a estrutura estava sujeita, a ação a ser considerada é do tipo estocástica. Este tipo de ensaio opõe-se ao tipo de ensaio tradicional na análise dinâmica que contempla uma excitação exterior controlada (Magalhães, 2004). Tal ensaio seria extremamente dispendioso e arriscado em termos de segurança da estrutura pois implicaria impor uma ação conhecida na estrutura.

Os ensaios de vibração ambiental foram realizados utilizando quatro sismógrafos. Numa das quatro torres foram aplicados em quatro níveis, correspondendo às ligações aparafusadas da torre nas cotas 89.7, 68.3, 44.0 e 19.6 metros. Nas outras três torres apenas foram colocados sensores no topo da torre e a $\frac{3}{4}$ da altura, pois para a estimação dos modos de vibração da torre estas duas posições apresentam grande influência nos modos de vibração, ou seja, para os dois primeiros modos de vibração da torre o deslocamento lateral é máximo no topo da torre para o primeiro modo e $\frac{3}{4}$ da altura da torre no segundo modo de vibração.

Um esquema da localização dos sensores utilizados no ensaio está representado na figura 4.8.

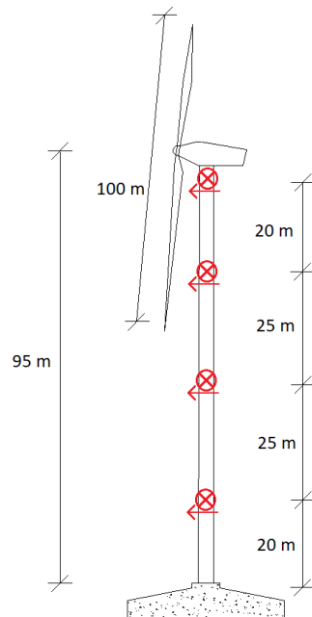


Figura 4.8 – Localização dos sensores

4.4.2 EQUIPAMENTO UTILIZADO

Os sismógrafos utilizados foram Geosig GMS que contêm acelerómetros do tipo force-balance, que permitem medir acelerações em três direções ortogonais.

Os acelerómetros são compostos por conversores analógicos digitais de 24 bit que permitem transformar o sinal elétrico recebido em valores numéricos, a medição das acelerações é feita entre -0.5 g e 0.5 g. São também compostos por um cartão de memória, para armazenamento de dados e bateria de modo a permanecerem ativos durante o ensaio. Estão conectados a antenas GPS de modo a sincronizar os relógios internos, assim os dados de cada sensor medem o mesmo período.

A frequência de amostragem é de 100 Hz, ou seja, para um segundo são medidos cem valores.



Figura 4.9 – Acelerómetro Geosig GMS

4.4.3 PROCESSAMENTO DE DADOS

A partir dos dados relativos a cada acelerómetro foi possível gerar espectros de potência médios. A partir da análise de cada espectro é possível distinguir as frequências que apresentam maior amplitude, permitindo assim identificar as frequências naturais associadas a cada direção medida, sendo que cada frequência é representada por um pico.

Posteriormente, foi utilizando o método SSI-COV de modo a identificar as frequências naturais e os modos de vibração com mais rigor. O método apesar de não ser descrito na presente tese tem como base o modelo de estado espaço (Magalhães, 2004).

4.4.4 RESULTADOS

Os resultados correspondentes ao procedimento acima descrito referem-se a quatro geradores, visto que aquando o ensaio um dos geradores não estava em condições de operação.

Relativamente ao funcionamento dos geradores, verificou-se que durante o ensaio a intensidade do vento teve uma média de 3 m/s, o que implica a ação do controlo pitch de modo a impedir o funcionamento do gerador. Assim a comparação entre os espectros de cada aerogerador é feita considerando o rotor parado, baixa intensidade de vento e angulo de pitch elevado de modo a impedir o funcionamento do aerogerador, Figura 4.7.

As figuras 4.10 e 4.11 correspondem então aos espectros médios normalizados para cada gerador, permitindo assim estimar as frequências naturais para cada modo de vibração. Os espectros foram calculados considerando de forma conjunta os sinais segundo as direções FA e SS.

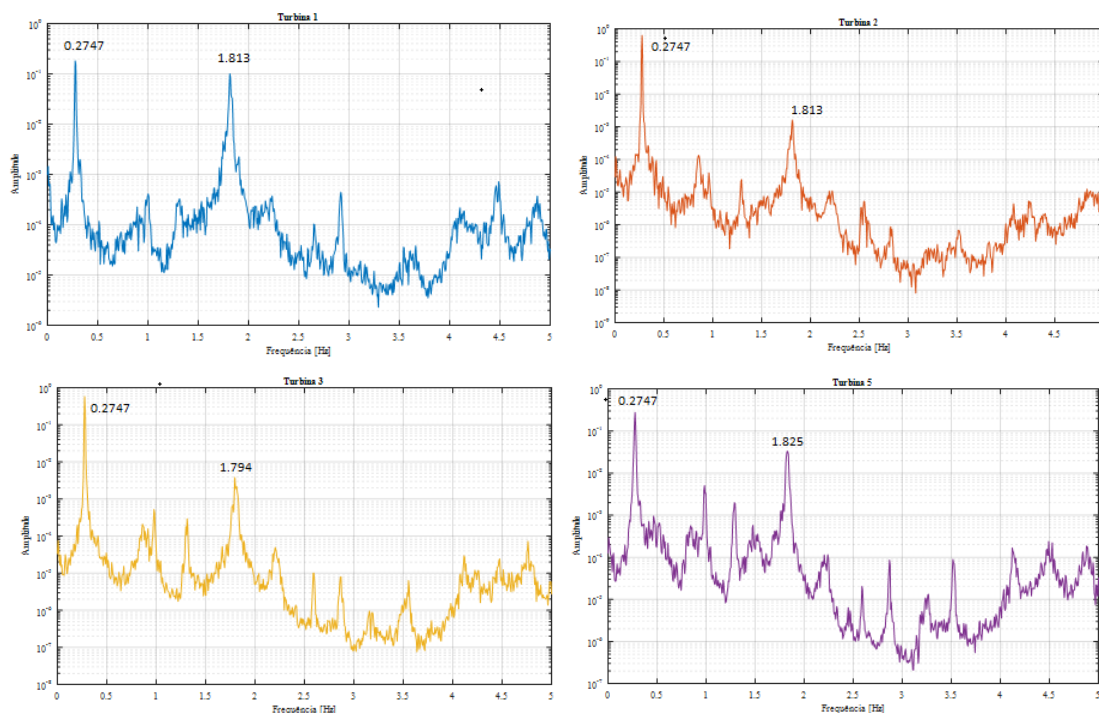


Figura 4.10 – Espectros de cada gerador analisado

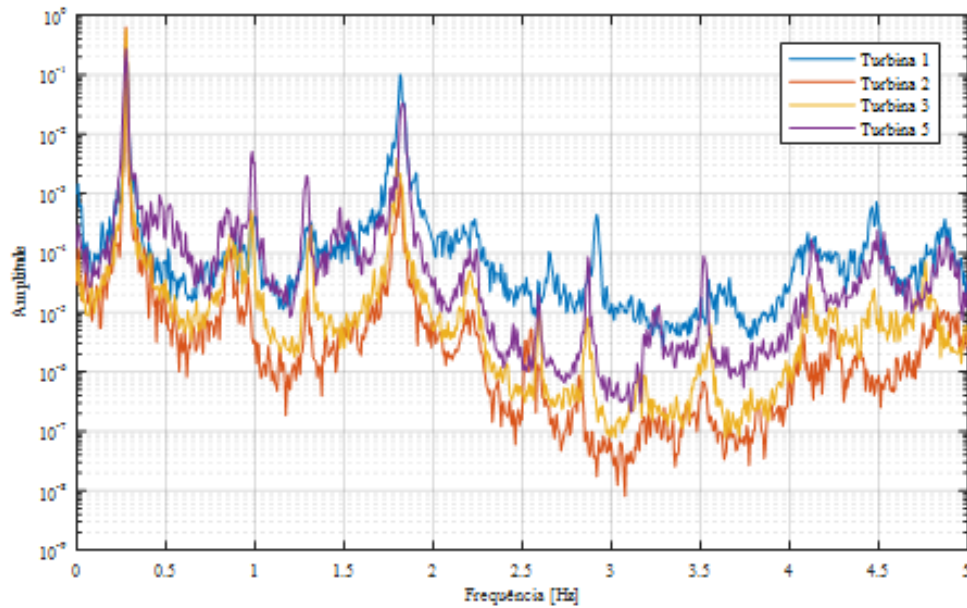


Figura 4.11 – Comparação de espectros de cada gerador

A partir da análise dos espectros é clara a existência de dois picos significativos localizados entre 0-0.5 Hz e 1.5-2 Hz, sendo a relevância dos picos transversal aos quatro geradores analisados. Além dos valores referidos é também possível verificar a existência de outras frequências que têm relevância no espectro, porém apresentam amplitudes inferiores aos picos mencionados anteriormente.

Verifica-se que o comportamento dos geradores é similar apresentando pequenos desvios nas frequências associadas aos picos.

Em relação ao gerador 1, foi aplicado o método SSI-COV para determinar frequências naturais e modos de vibração com mais rigor. Na figura 4.12 são representados os principais modos de vibração identificados.

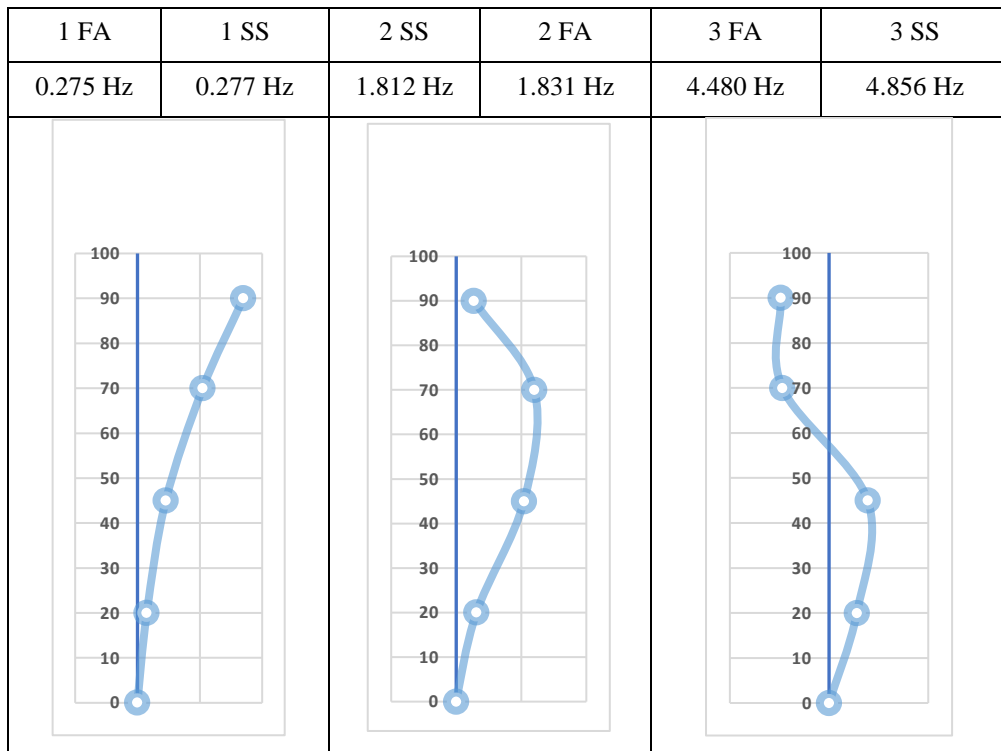


Figura 4.12 – Principais modos de vibração da torre

As deformadas apresentadas na Figura 4.12 correspondem aos pares de modos side-side e fore-aft, ou seja, para o primeiro modo de vibração que corresponde a um deslocamento no topo da torre a respetiva deformada é apresentada para os dois deslocamentos possíveis, transversal (fore-aft) e lateral (side-side).

Como foi referido no capítulo 3, a análise de fenómenos de ressonância tem grande impacto no dimensionamento da estrutura. É essencial que as frequências naturais da estrutura, neste caso as que estão associadas aos modos de vibração da torre não estejam alinhadas com as frequências de excitação da ação do rotor e dos seus harmónicos.

A torre pode ser caracterizada comparando as frequências naturais da estrutura com as frequências de excitação (Ω) e os seus harmónicos. A torre é definida como soft-soft se a sua frequência natural for inferior à frequência de excitação, soft-stiff se estiver entre $1(\Omega)$ e $3(\Omega)$, e stiff-stiff se estiver acima de $3(\Omega)$.

Assim a estrutura em estudo pode ser considerada como soft-stiff, visto que a frequência de excitação máxima está limitada a 0.248 Hz, devido às rpm do rotor 14.9, os seus harmónicos correspondem a 0.745 Hz, sendo que a frequência natural da estrutura está entre os dois valores referidos 0.275/7 Hz.

5

Modelação do aerogerador

Neste capítulo é apresentada uma descrição detalhada da modelação do comportamento dinâmico do aerogerador descrito no capítulo anterior. De modo a obter valores de referência, como foi referenciado no capítulo 3, um modelo simples gerado no software ROBOT é também descrito, sendo comparados os resultados entre os dois modelos.

Os modelos realizados adotam valores realistas para geometria, massas e rigidez dos diferentes componentes do aerogerador, mas não são representações completamente fidedignas da realidade pois alguns dos dados necessários são confidenciais. Nas situações em que não estava disponível informação foram usados valores escalados a partir de modelos de referência disponibilizados pela NREL.

De qualquer forma, o objetivo principal do presente trabalho é ilustrar o tipo de análises que podem ser realizadas nos programas de modelação adotados.

5.1 MODELOS ESTRUTURAIS SIMPLIFICADOS

Nos modelos gerados pelo software ROBOT, os parâmetros analisados estão relacionados com uma análise modal visto que não é considerado o movimento giratório do rotor, as pás são consideradas como barras fixas e consequentemente a variação do ângulo pitch não é considerada. A ação a que a estrutura é exposta é a gravidade dependendo apenas da geometria e materiais das componentes do aerogerador.

A análise da estrutura é feita com elementos de barra.

A ligação da torre à nacelle é feita através da ligação entre o centro de gravidade dos dois componentes, as barras, consideradas como rígidas, apenas contribuem para a rigidez do sistema sendo assim desprezado o peso volúmico. A mesma estratégia foi seguida na ligação às restantes componentes, hub e pás.

De modo a considerar os pesos de cada componente, foram aplicadas forças no centro geométrico para cada caso, hub, nacelle, pás, correspondentes ao peso. A componente do peso relacionada com a torre foi calculada automaticamente, porém visto que o modelo apenas considera a geometria da secção cónica da estrutura, foram aplicados acréscimos de peso nos nós que representam as ligações aparafusadas entre as partições distintas da torre. Adicionalmente são considerados acréscimos correspondem às componentes elétricas, ligações metálicas e maquinaria presentes no interior da torre ajustam, portanto, a ação da gravidade na torre.

A posição das pás está de acordo com a simetria do sistema, estando a estrutura num estado simétrico e estabilizado.

De modo a considerar a flexibilidade da fundação, excluindo a hipótese de a estrutura estar perfeitamente encastrada, uma solução posteriormente considerada foi a modelação da fundação da estrutura caracterizada por 16 estacas com 22 metros de comprimento incorporando um maciço de encabeçamento de 14 por 14 metros. Para tal a fundação foi modelada como elemento de casca reproduzindo a geometria do maciço, os apoios, um para cada estaca, contemplam a rigidez do terreno definida no projeto da fundação. Porém numa primeira análise a fundação é considerada como perfeitamente encastrada.

Com as propriedades estruturais e as cargas que definem o peso das componentes da estrutura definidas foi realizada uma análise modal.

Da análise modal é possível obter valores de referência para as frequências naturais da estrutura assim como a representação de cada modo de vibração associado a cada frequência.

Numa primeira abordagem as pás foram consideradas rígidas, na ordem de grandeza para EI de 10^9 , o comprimento de cada pá é correspondente à posição do centro de gravidade. O peso de cada pá foi considerado como carga concentrada no centro de gravidade de cada uma.

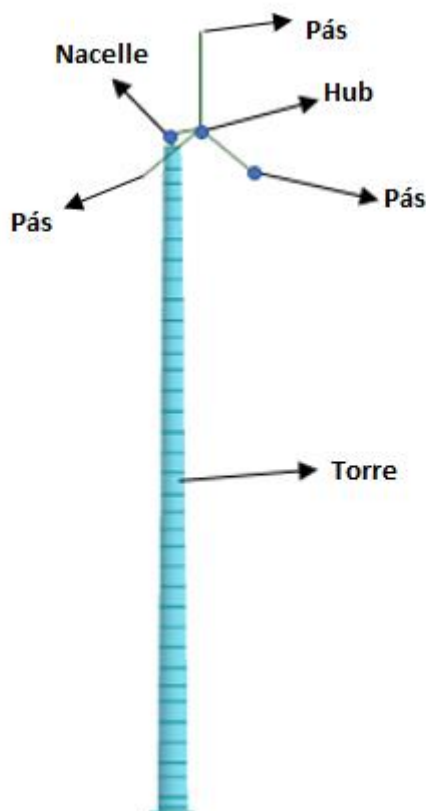


Figura 5.1 – Modelo inicial

A torre foi modelada considerando a evolução em altura das secções transversais, e as massas associadas ao hub e nacelle foram caracterizadas como concentradas nos respectivos centros de gravidade.

A tabela 5.1 apresenta as frequências naturais para cada modo de vibração. A Figura 5.2 representa a deformada de cada modo de vibração. A ordem dos modos da figura está de acordo com a ordem da tabela 5.1

Tabela 5.1 – Frequências naturais de cada modo de vibração, modelo inicial

Modelo inicial			
1º modo		2º modo	
FA	SS	FA	SS
0,27 Hz	0,27 Hz	1,76 Hz	1,75 Hz

Os resultados relativos ao modelo inicial permitem aferir que apesar da diferença em relação aos resultados experimentais reportados no capítulo anterior, as características principais do sistema, foram razoavelmente estimadas. Porém as simplificações e considerações acerca do funcionamento dinâmico de cada componente não correspondem à realidade.

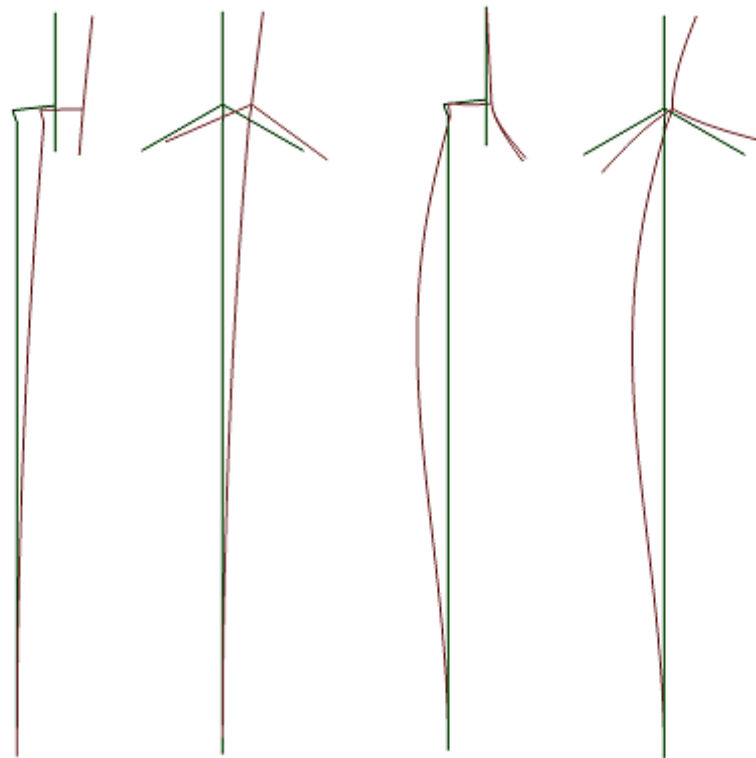


Figura 5.2 – Deformada de cada modo de vibração (estado indeformado a verde, deformada a vermelho)

O modelo descrito na Figura 5.2 tem como principais falhas, a pobre descrição das pás, considerando-as como rígidas, não considera a flexibilidade da fundação, sendo o apoio do tipo encastramento perfeito e os pesos de cada pá são definidos como cargas concentradas e não como distribuídas ao longo do seu desenvolvimento.

Outro aspeto considerado no modelo em causa está relacionado com a rigidez associada às barras que têm como objetivo simular a ligação entre a torre-nacelle e nacelle-hub. Neste modelo a rigidez não foi alvo de estudo, porém é conservativo considerar as ligações como muito rígidas,

devido às dimensões e funcionamento do sistema. Na análise posterior do gerador no software FAST, para o modelo de referência disponibilizado, os valores de rigidez considerados para as duas componentes em causa eram de elevada ordem de grandeza, o que influenciou as alterações, nos modelos posteriores, relativa à rigidez das ligações em causa.

O modelo apresentado de seguida, Figura 5.3 teve em conta alguns dos aspetos acima referidos: a geometria das pás foi alterada, apesar de não corresponder à geometria real a evolução das dimensões aproxima-se da realidade pois, nas secções de ligação ao rotor a inércia da pá é elevada, sendo que diminui ao longo do desenvolvimento, assim foi considerando o comprimento total das pás.

As cargas associadas ao peso de cada pá permaneceram concentradas no centro de gravidade. O módulo de elasticidade considerado para cada pá baseou-se no estudo (Brøndsted, Lilholt e Lystrup, 2005), porém apenas é possível estimar a ordem de grandeza pois o módulo de elasticidade depende da orientação das fibras que variam consoante o modelo utilizado, informação que não é conhecida, foram considerados no modelo valores entre 100 e 50 GPa. Assim tornou-se possível regularizar a ordem de grandeza da rigidez de cada pá. Cada pá é caracterizada por duas secções sendo que a secção que conecta a pá ao hub tem inércia substancialmente superior à secção adjacente. Tal como foi referido as ligações associadas à nacelle e hub sofreram um aumento de rigidez.

São de seguida apresentados os valores das frequências naturais.

Tabela 5.2 – Frequências naturais de cada modo de vibração, segundo modelo

Segundo Modelo			
1º modo		2º modo	
FA	SS	FA	SS
0,27 Hz	0,27 Hz	1,64 Hz	1,86 Hz

As deformadas dos modos de vibração não sofreram alterações significativas em relação às obtidas anteriormente no modelo simples. Uma representação do modelo gerado é revelada na figura 5.3.

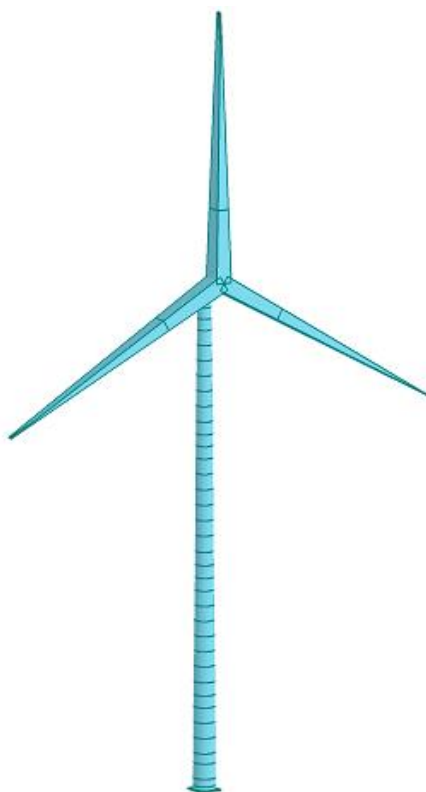


Figura 5.3 – Segundo modelo de barras ROBOT

Os modelos apresentados apenas têm em consideração a massa da estrutura, rigidez da torre e dos restantes componentes, sendo que corresponde a uma aproximação do comportamento do gerador quando este está parado.

O modelo tem grandes limitações na caracterização da nacelle, porém podem ser aferidos resultados relativos à rigidez das ligações entre componentes, no caso do modelo barras com rigidez elevada, na prática as ligações estão associadas ao sistema yaw entre torre e nacelle, o eixo de transmissão entre o hub e a nacelle. Verifica-se que apenas alterando a rigidez das duas barras referidas anteriormente influencia diretamente o valor das frequências naturais.

A partir da análise dos ficheiros disponibilizados pela NREL foi possível caracterizar as propriedades mecânicas de cada secção transversal da pá associada ao modelo disponibilizado. O modelo disponibilizado pela NREL, sendo de 5 MW é em todos os aspetos maior do que o gerador em estudo, sendo que as pás são caracterizadas por um comprimento 25% superior, a corda é 30 % superior, a ordem de grandeza das propriedades mecânicas como a rigidez da secção transversal é cerca de 10 vezes superior ao valor estimado anteriormente.

De modo a descrever corretamente o comportamento das pás, foram criadas várias secções que descrevem o desenvolvimento da pá, sendo que para cada secção a área e peso volúmico foram ajustados de modo a representarem corretamente o peso total de cada pá. A repartição das secções usadas foi retirada do modelo disponibilizado pela NREL.

Em relação à rigidez de cada secção, considerou-se um ajuste entre os dados assumidos no segundo modelo e os valores disponibilizados pela NREL, sendo conservativo assumir que a rigidez de cada pá do caso de estudo é inferior ao modelo de 5MW, foram incluídas as alterações no modelo ROBOT.

No modelo em causa a massa do sistema fica assim corretamente distribuída, à exceção do hub e nacelle. A rigidez da torre é definida consoante os valores fornecidos, a rigidez das barras é calculada seguindo dois casos de referência, a ligação da nacelle e hub são consideradas como sendo rígidas de modo a não existirem deslocamentos relativos entre os nós associados às barras. Por fim foi também implementada a possível influência da fundação no comportamento dinâmico da estrutura, referida no início do capítulo.

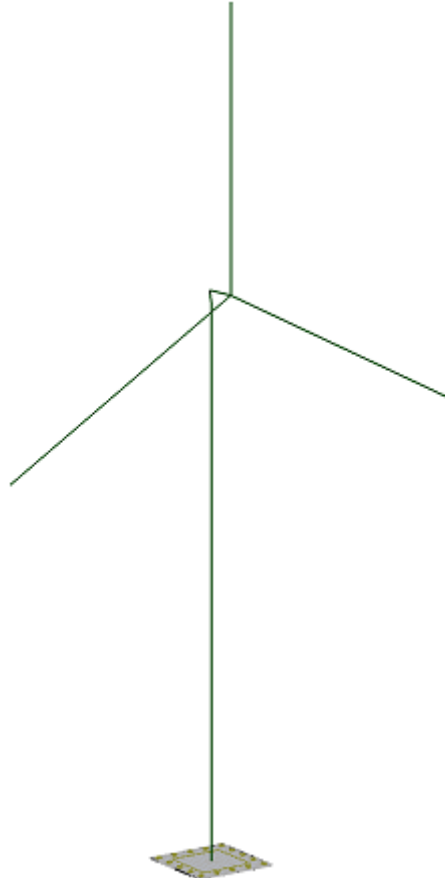


Figura 5.4 – Modelo final

Os resultados relativos às frequências naturais estão descritos na tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Frequências naturais de cada modo de vibração, modelo final

Modelo final			
1º modo		2º modo	
FA	SS	FA	SS
0,27 Hz	0,27 Hz	1,8 Hz	1,85 Hz

Os modos de vibração são representados na Figura 5.5, de acordo com a ordem da tabela 5.3.



Figura 5.5 – Modos vibração modelo final

Os modos apresentados correspondem aos primeiros dois pares. Porém devido à discretização da rigidez das pás foi possível, através do modelo, observar outros modos de vibração associados à estrutura.

De modo a considerar possíveis erros de modelação, na quantificação de parâmetros como massa, inércia e tipo de material foram feitas alterações ao modelo final. Os resultados de cada alteração são apresentados na tabela 5.4, apresentando a variação do valor das frequências naturais para cada caso quando comparado com o modelo final base.

Esta metodologia permite também perceber de que forma cada parâmetro influencia a resposta dinâmica da estrutura, permitindo assim obter outro tipo de sensibilidade na análise do gerador eólico.

Não considerando a ação giratória do rotor, o modelo como foi referido atrás depende da quantificação e localização das cargas associadas ao peso da estrutura, das ligações entre componentes e consequentemente das propriedades mecânicas das barras assim como os materiais utilizados. Assim as alterações ao modelo final contemplam as possíveis variações dos parâmetros acima referidos.

Segue-se a comparação entre modelos e uma breve descrição de como foram aplicadas as alterações.

Tabela 5.4 – Variação das frequências naturais para cada caso

Modelo	Frequências Naturais			
	1º modo		2º modo	
	FA	SS	FA	SS
Final (Hz)	0,2693	0,2709	1,7995	1,8431
ΔM torre 10%	-0,74%	-0,74%	-0,23%	-2,66%
ΔM nacelle 20%	-5,75%	-5,86%	-0,16%	-0,62%
Carga concentrada pás	0,37%	0,82%	-9,56%	-13,51%
Rigidez elevada pás dist	0,04%	0,04%	-16,09%	-22,75%
Fundação K projeto	-1,81%	-1,78%	-0,25%	-1,90%
Fundação K/2 projeto	-1,52%	-1,50%	-0,05%	0,28%

O aumento da massa da torre apenas tem impacto importante no 2º modo side-side. Visto que a secção da torre se torna cada vez menor ao longo da altura, a maior parte da massa associada à torre está localizada na zona inferior da mesma. Assim o contributo da massa da torre nos primeiros modos de vibração não tem grande impacto visto que a resposta da estrutura pode ser comparada à aplicação de um deslocamento no topo da torre, assim a massa no topo da torre tem maior impacto para os primeiros modos de vibração. No caso do segundo modo de vibração, o nó que mais contribuição tem para a deformada está localizado a cerca de $\frac{3}{4}$ da altura da torre, o que influencia a contribuição da massa da torre.

Para a alteração da massa da nacelle, aumento de 20%, verifica-se que as alterações estão maioritariamente relacionadas com os primeiros modos de vibração. Neste caso a alteração da massa dá-se no topo da torre, o que tem grande influência nos primeiros modos de vibração, como foi referido na análise anterior e menor impacto nos segundos modos de vibração pelos mesmos motivos.

Alterando o tipo de carregamento nas pás, de distribuída para concentrada no centro de gravidade, tem grande impacto nos segundos modos de vibração. Para o modelo com massa concentrada os modos de vibração calculados pelo ROBOT não contemplam deformações associadas às pás, apenas são calculados modos para a torre. Este modelo não contempla então de forma correta o contributo das pás para a resposta dinâmica do sistema. Como foi visto anteriormente na análise das deformadas de cada modo o comportamento das pás tem influência na resposta dinâmica da torre.

De forma a verificar a influência da rigidez das pás, a estrutura foi modelada considerando massa distribuída e rigidez infinita nas pás, 5º caso da tabela 5.4. Nos modos de vibração associados a este modelo como consequência, do aumento da rigidez as pás, estas não se deformam em qualquer modo, como seria de esperar. Assim não é considerado o efeito da rigidez das pás na estrutura, sendo que à semelhança do que foi concluído no parágrafo anterior, os segundos modos de vibração são fortemente alterados.

Um aspeto verificado acerca da rigidez das pás durante a análise das deformadas dos modos de vibração, corresponde à acoplação entre os segundos modos de vibração da torre e os modos das pás. Neste sentido, pela análise da Figura 5.5, o segundo modo de vibração FA tem influência do modo de vibração flapwise, assim como o segundo modo da torre SS e o modo edgewise das pás. Pela variação da rigidez das pás é possível verificar as diferenças obtidas nas frequências naturais da torre.

Foi também considerado o tipo de apoio da estrutura. A fundação foi modelada considerando as estacas definidas no projeto.

Os resultados apontam para uma diminuição das frequências naturais, o que era esperado visto que ao ser considerada uma fundação composta por apoios elásticos, em vez do encastramento perfeito, a estrutura torna-se mais flexível e consequentemente as frequências naturais baixam.

Em relação às frequências naturais do modelo final de realçar que entre o primeiro e segundo par, existem vários modos de vibração que contemplam a deformada das pás e torre. Dos modos referidos, dois casos particulares devem ser realçados. As frequências de 1.03 Hz e 1.34 Hz correspondem a dois modos cujas deformadas que se assemelham ao caso side-side e fore-aft, respetivamente, do segundo modo de vibração. Não foram considerados como par devido à diferença entre as frequências, e por já existir uma boa correlação entre os valores experimentais e os valores calculados para o segundo modo.

Do modelo apresentado, foram caracterizados os modos de vibração sobre a forma de um polinómio de sexto grau. Sendo os dois primeiros termos do polinómio, grau zero e grau um, relativos à rotação e curvatura da fundação da estrutura respetivamente não considerados no polinómio. Assim a fundação da estrutura é definida como encastramento. Os polinómios calculados para os modos de vibração descritos acima são necessários para a modelação da estrutura no software FAST.

5.2 MODELO FAST

Neste subcapítulo são descritos os procedimentos e abordagens utilizados durante a modelação para cada módulo anteriormente descrito, ElastoDyn, AeroDyn, InflowWind, ServoDyn. São justificadas as opções tomadas assim como os seus pressupostos e consequências no funcionamento do sistema.

As versões utilizadas para os diferentes módulos e ficheiro principal estão referenciadas na tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Versões utilizadas na modelação

Fast input	ElastoDyn	AeroDyn	InflowWind	ServoDyn	Turbsim	Mlife
v8.16	v1.03	v14.04	v3.1	v1.05	v1.50	v1.0

Os ficheiros inicialmente utilizados derivam do caso de estudo base disponibilizado pela NREL, que descreve um gerador de 5MW com dimensões superiores ao caso de estudo da presente tese. Sendo um modelo de referência, o modelo já está implementado com algumas características fundamentais para geradores eólicos de três pás.

5.2.1 ELASTODYN

Como foi descrito anteriormente o módulo ElastoDyn corresponde à modelação estrutural, sendo assim responsável pela caracterização geométrica e estrutural da torre e seus componentes.

No ficheiro são definidos os graus de liberdade associados à análise. Caso não sejam considerados, as componentes relacionadas com os graus de liberdade respetivos são consideradas como indeformáveis. Os graus de liberdade considerados na análise foram os dois pares de modos da torre, side-side e fore-aft, dois modos flapwise e primeiro modo edgwise das pás e por fim foi

considerado o grau de liberdade associado ao gerador. Não foram considerados os graus relacionados com o yaw, pois durante as análises feitas o rotor estará sempre orientado segundo a direção do vento, e eixo de transmissão pois não existiram dados suficientes para a caracterização das suas propriedades mecânicas e pela reduzida influência nas análises realizadas. Os valores relativos às propriedades do gerador foram considerados iguais aos definidos para o modelo base de 5MW.

É também possível implementar algumas condições iniciais ao sistema como deslocamentos da torre ou pás, velocidade do rotor ou ângulo pitch inicial. Estas condições resultam numa maior versatilidade de análises permitindo obter resultados simples para análises como vibração livre da estrutura.

As dimensões, massas e inércias de cada componente são então descritas neste módulo. De acordo com os dados fornecidos foi possível caracterizar grande parte de cada componente à exceção do sistema yaw e eixo de transmissão anteriormente referenciados. Os valores inseridos dizem respeito aos parâmetros presentes na figura 5.6.

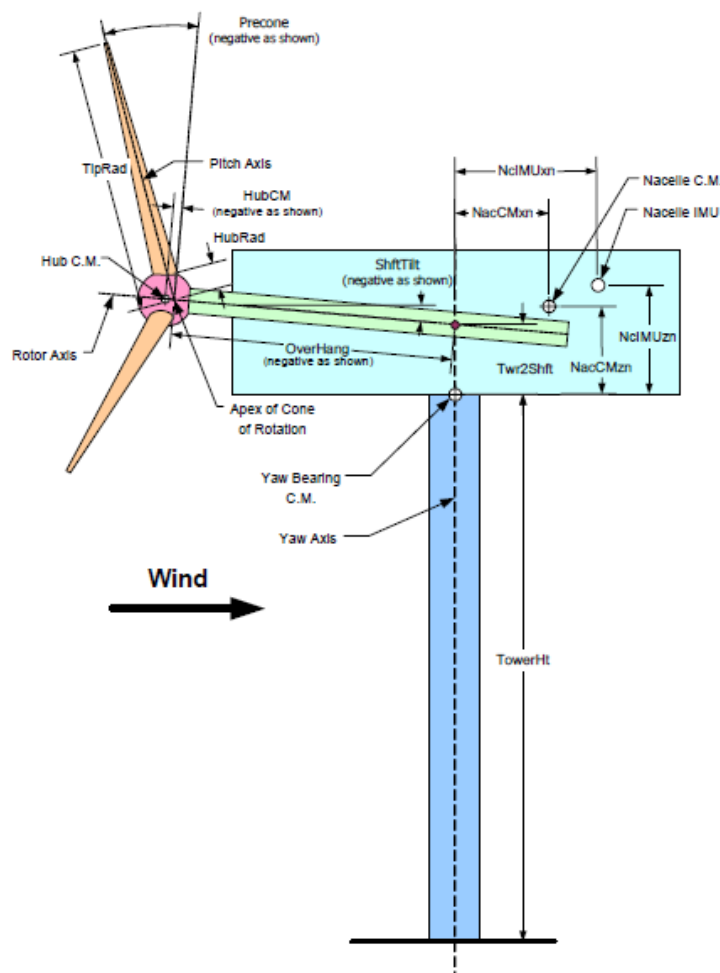


Figura 5.6 – Parâmetros geométricos associados a cada componente ElastoDyn (Jonkman, 2005)

A este módulo estão associados dois tipos de ficheiros, um relativo à torre e outro para cada pá. Ambos os ficheiros caracterizam geometricamente a torre e as pás. Para ambos os casos são

definidas características como densidade e rigidez de vários troços que compõem a torre e as pás, assim como o amortecimento associado a cada pá e torre. Através de coeficientes reguladores é possível alterar os parâmetros acima definidos, alterando linearmente os valores da rigidez e massa do sistema, ou seja, é possível alterar os valores da massa e rigidez a partir da aplicação de um fator que escala os valores previamente definidos. Estes coeficientes permitem também alterar as frequências associada a modos de vibração específicos sem alterar a rigidez associada a toda a estrutura.

Em ambos os casos são também definidas as deformadas para cada modo de vibração tanto da torre como das pás. Como foi referido anteriormente esta representação é feita a partir da formulação de um polinómio de sexto grau, sendo que os dois primeiros termos, independente e linear, são nulos o que implica considerar a estrutura como perfeitamente encastrada.

Os polinómios relativos à torre, um para cada modo de vibração, foram calculados com base na análise modal realizada no modelo ROBOT final, posteriormente ajustado. Relativamente às pás, os polinómios utilizados foram retirados do modelo base fornecido pela NREL, devido à falta de dados relativos à geometria das pás. Em alternativa o cálculo dos polinómios poderia ter sido feito utilizando o programa BModes produzido pela NREL.

A caracterização da caixa de velocidades é também feita no ElastoDyn, introduzindo a eficiência do mecanismo sendo adotado o mesmo valor considerado no modelo base, 100%. A relação entre as rotações do rotor e rotações do eixo de transmissão foi retirada dos dados do sistema SCADA correspondendo a [1:113].

Por fim, é a partir deste módulo que é possível definir a maioria dos resultados que se pretendem obter, deslocamentos, reações, esforços da estrutura assim como resultados relativos ao funcionamento do gerador, potencia produzida, rotações do rotor, ângulo pitch assim como outros.

5.2.2 INFLOWWIND

Este módulo é responsável por caracterizar a ação do vento. A ação do vento pode ser considerada simplificada como uniforme, correspondente a uma intensidade uniforme ao longo da serie temporal, e constante, considerando uma evolução linear, alterando apenas a intensidade do fluxo e a altura associada. Tal hipótese é útil na caracterização do funcionamento do gerador para certas condições de operação, pois rapidamente se atinge um estado estável da estrutura podendo assim relacionar-se facilmente os parâmetros associados ao funcionamento do sistema em função da ação do vento.

De modo a considerar cenários mais realistas é necessário introduzir o fator da turbulência do vento. Para tal, existem várias possibilidades, gerar uma série temporal que tenha em conta a variação do fluxo ou gerar ficheiros que contenham informação necessária à caracterização do fluxo, podendo tal ser feito a partir do programa Turbsim, gerando ficheiros bts, ou utilizando o programa Bladed, gerando ficheiros dll. No presente trabalho foi utilizado o programa Turbsim, também disponibilizado pela NREL, que permite assim gerar ficheiros bts que correspondem a uma série temporal da intensidade de vento considerando a turbulência.

De modo a gerar ficheiros bts pelo Turbsim foi necessário, similarmente à utilização do FAST, correr um ficheiro input pela linha de comandos do Windows, resultando assim um ficheiro de resultados que pode então ser utilizado para descrever vento turbulento a partir do módulo InflowWind.

O ficheiro input relativo ao Turbsim descreve uma grelha que representa o comportamento do vento nas três direções espaciais, sendo especificada a dimensão da grelha, a velocidade média, a direção e o sentido do fluxo, a duração da série de dados, assim como o centro da grelha, correspondente ao centro do rotor, ou seja, o ponto de referência. Na figura 5.7 é apresentado o tipo de grelha utilizada pelo Turbsim. Na figura esquerda a direção do fluxo não está alinhada com o plano do rotor, sendo que o referencial a verde corresponde ao aerogerador enquanto que o referencial vermelho corresponde ao fluxo gerado.

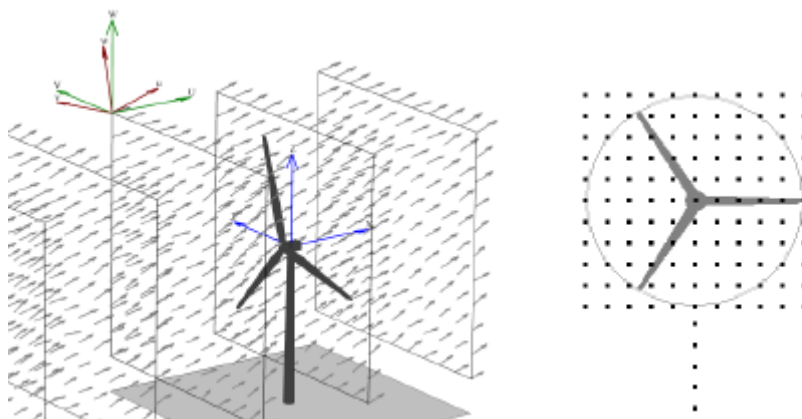


Figura 5.7 – Grelhas utilizadas pelo Turbsim (Jonkman e Kilcher, 2012)

A geração das séries temporais tem em conta as normas europeias, como por exemplo a IEC 61400, que é atualmente o documento base no dimensionamento de aerogeradores. É possível optar por várias edições do documento (1,2,3), diferentes tipos de turbulência do fluxo A, B, C, sendo a categoria ‘A’ a mais turbulenta, por fim também é possível escolher o tipo de turbulência de acordo com probabilidade de ocorrência.

De realçar que as análises feitas não contemplam variação da velocidade média do vento ao longo do tempo, a geração de ventos turbulentos depende sempre do valor da velocidade média associada a cada ficheiro. Assim os resultados obtidos para cada análise correspondem ao funcionamento do gerador considerando uma intensidade de fluxo, com ou sem turbulência.

A caracterização completa do programa e seu funcionamento pode ser encontrada nos manuais de utilização referenciados. (Platt, Jonkman e Jonkman, 2016)

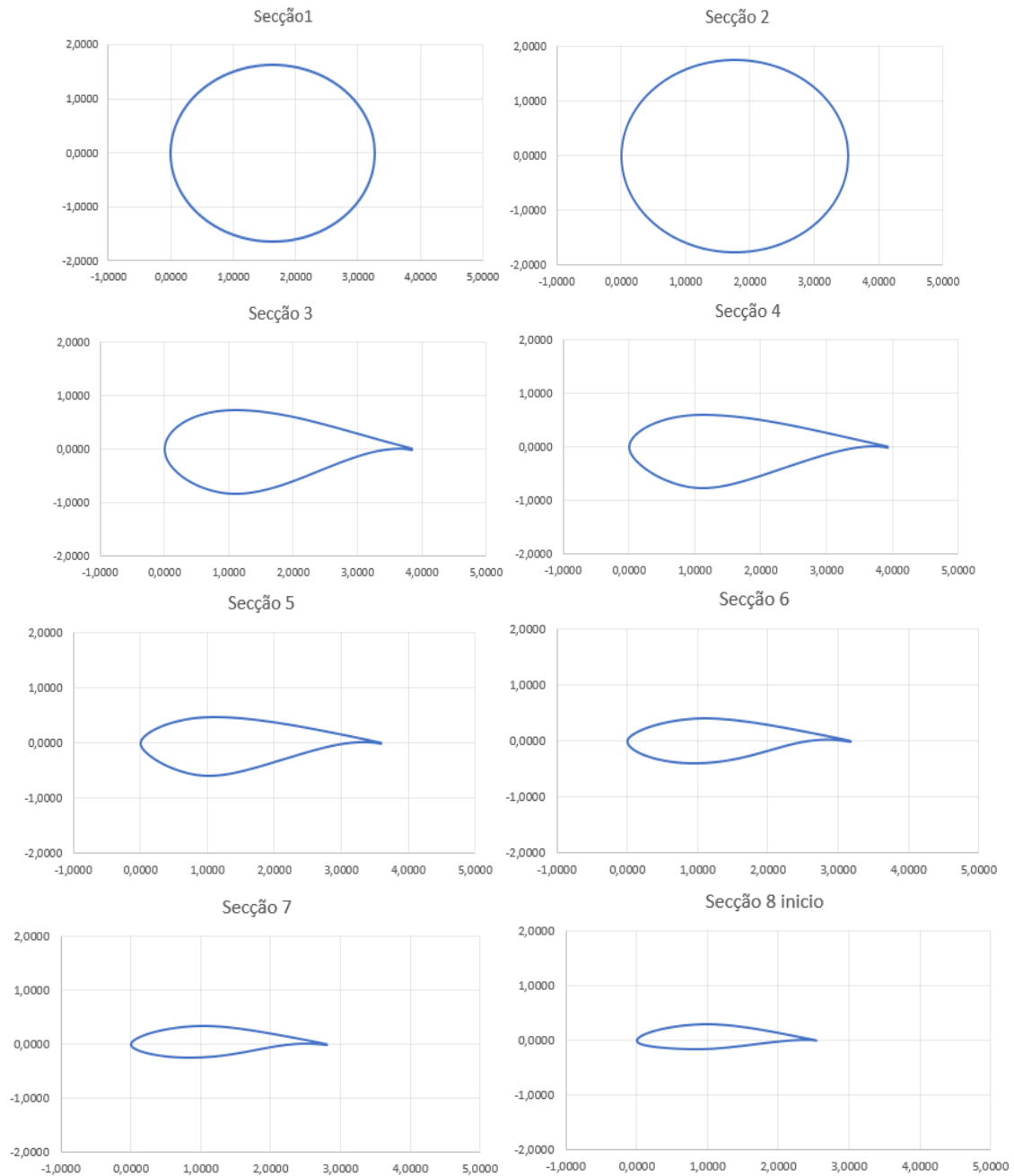
5.2.3 AERODYN

As cargas aerodinâmicas relativas à torre e pás são calculadas pelo módulo AeroDyn, sendo que os principais focos estão relacionados com o efeito de esteira; definição da geometria das pás através de ‘airfoils’; a influência da torre no comportamento dinâmico das pás; e coeficientes de arrasto e sustentação.

É também possível especificar coeficientes e opções relacionadas com as principais teorias que compõem o módulo, como a Teoria do elemento de pá. Os parâmetros utilizados correspondem a valores padrão para o tipo de análise realizada presentes no modelo fornecido para o aerogerador de 5 MW da NREL.

A geometria das pás foi considerada como proporcional à do modelo base fornecido pela NREL, sendo que as únicas alterações feitas foram relativas à corda máxima da pá, à semelhança do que

foi realizado no modelo ROBOT. As secções tipo utilizadas foram oito, sendo que a posição destas ao longo do desenvolvimento permaneceu inalterada, ou seja, as secções utilizadas correspondem obtiveram-se escalando as secções fornecidas pela NREL. Na figura 5.7 são representadas as secções utilizadas na análise.



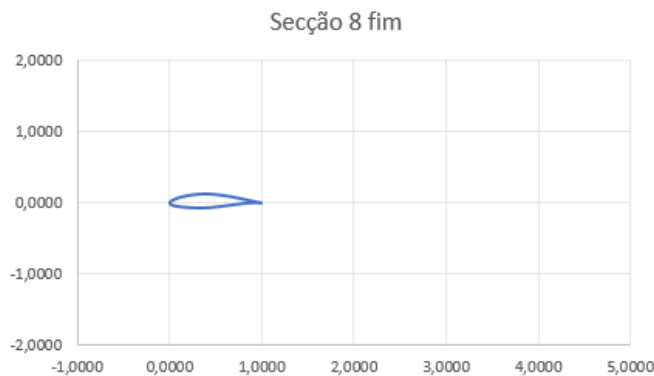


Figura 5.8 – Secções das pás

A secção 8 representa a geometria dos últimos 17 metros da pá pelo que tem grande variação da corda, 2.54 para 1 metro, assim as figuras inicio e fim representadas na figura 5.8 estão de acordo com os valores da corda referidos.

Durante as visitas à zona foi possível obter uma foto da geometria real da pá representada na Figura 5.9. Na altura da visita o gerador 5, anteriormente referido, estava parado e consequentemente a orientação da pá da figura corresponde à vista de perfil da pá.

Da análise das figuras é possível verificar que a geometria utilizada no modelo não corresponde completamente à realidade. A variação da corda caracterizada na figura 5.8 nas secções iniciais não corresponde à variação aparente da figura 5.9, visto que a secção foi obtida escalando a geometria da pá fornecida pela NREL.



Figura 5.9 – geometria da pá, real em baixo

De modo a caracterizar a geometria da pá, seria necessário conhecer as secções ao longo do desenvolvimento. Em alternativa poder-se-ia utilizar os valores fornecidos pela NREL para cada tipo/família de pá (<https://wind.nrel.gov/airfoils/>), sendo que seria necessário obter informação acerca do tipo de pá utilizada no caso de estudo.

De modo a ter em consideração o efeito da torre no cálculo das cargas aerodinâmicas nas pás e na própria torre é necessário caracterizar, para cada troço, o número de Reynolds e o coeficiente de arrasto. Estes parâmetros foram calculados seguindo o processo de cálculo presente no Eurocódigo 1, ação do vento.

Das versões disponíveis para o AeroDyn foi utilizada a versão 14 apesar de, atualmente, estar disponível uma versão mais avançada, 15. Esta escolha baseia-se na capacidade que a versão 14 tem em calcular cargas aerodinâmicas considerando uma situação aerodinâmica instável,

capacidade ainda não presente na versão 15, que conseqüentemente apresenta problemas de convergência no cálculo das cargas aerodinâmicas.

Com a definição completa dos módulos ElastoDyn e AeroDyn, a estrutura fica completamente definida contabilizando a geometria da torre e pás e propriedades mecânicas das componentes do aerogerador. A partir da funcionalidade do Paraview foi gerada uma figura que corresponde ao sistema simulado pelo FAST.



Figura 5.10 – Geometria do aerogerador gerada pelo software Paraview

5.2.4 SERVODYN

O último módulo utilizado na análise corresponde aos algoritmos que representam os sistemas de controlo associados ao funcionamento do gerador. Como foi visto anteriormente o controlo tem grande influência no funcionamento do gerador, com especial foco na produção energética e segurança da estrutura.

Os tipos de controlo presentes no módulo ServoDyn estão relacionados com a alteração do ângulo pitch, controlo do torque do eixo de transmissão e alteração da orientação do sistema yaw. Outras possibilidades de operação são possíveis de simular neste módulo, como a ativação do travão de emergência em caso de avaria, o que permite reproduzir o comportamento da estrutura no caso de uma paragem das rotações do eixo e rotor.

A caracterização do controlo por pitch no caso de estudo baseou-se na rotina escrita por Craig Hansen. Esta rotina apresenta grande versatilidade de controlo pois é capaz de ter como objetivo o controlo das rotações do rotor ou controlar a potência produzida pelo gerador. O tipo de controlo escolhido foi limitar as rotações do rotor, visto que para valores inferiores às rotações máximas foi implementada outro sistema de controlo. A rotina original, fornecida pela NREL, diz respeito

a outro tipo de gerador pelo que foi necessário alterar os valores para os quais o sistema de controlo entre em ação. De realçar que o funcionamento completo da rotina não foi alvo de estudo, sendo que foi alterada de modo a corresponder à necessidade de controlar as rotações para valores elevados de intensidade de vento. O controlo pitch implementado no trabalho limita assim as rotações para um valor de acordo com o observado na análise dos dados do sistema SCADA: 14.9 rpm.

É possível sobrepor manualmente a variação do pitch gerado pela rotina, deste modo a rotina é ignorada. À semelhança do travão de emergência é possível simular o comportamento da estrutura a uma falha no sistema de controlo pitch.

Uma alternativa à rotina utilizada na análise, seria a utilização de ficheiros dll que descrevessem o funcionamento completo do sistema de controlo pitch, ou através do Simulink. Ambas as hipóteses não foram alvo de estudo na presente tese.

O controlo do torque é realizado através da relação entre rotação do eixo de transmissão e torque. Para tal é possível controlar o sistema a partir do Simulink, implementação de ficheiro dll, uso de uma rotina semelhante à utilizada no controlo pitch ou a partir do sistema simplificado fornecido pela NREL. Foi adotado o sistema simplificado de controlo, sendo então definido pela relação exposta na figura 5.11.

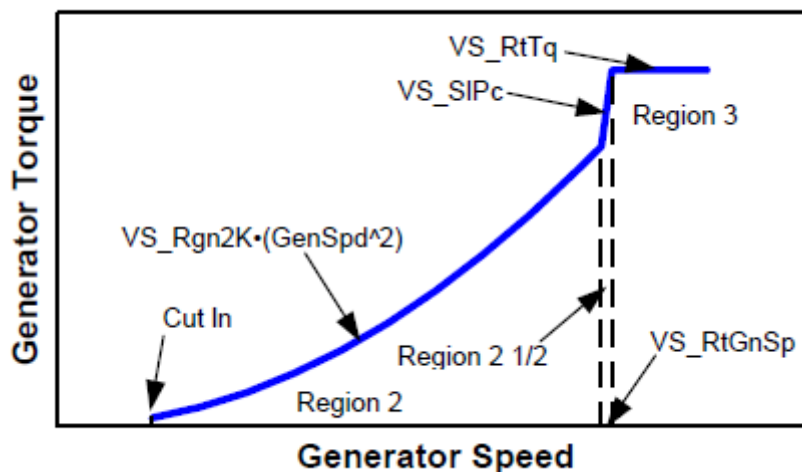


Figura 5.11 – Sistema de controlo torque (adaptado manual de utilização FAST)

As características do sistema de controlo do módulo ServoDyn, correspondentes aos valores apresentados na figura 5.11 foram obtidos tendo como base os dados experimentais. Sendo que o torque é responsável pela energia mecânica do eixo de transmissão, que por sua vez influencia diretamente a potência produzida pelo gerador, procurou-se adaptar o sistema de controlo à curva de potência fornecida. A Figura 5.12 representa a relação entre torque e velocidade do gerador utilizada no modelo.

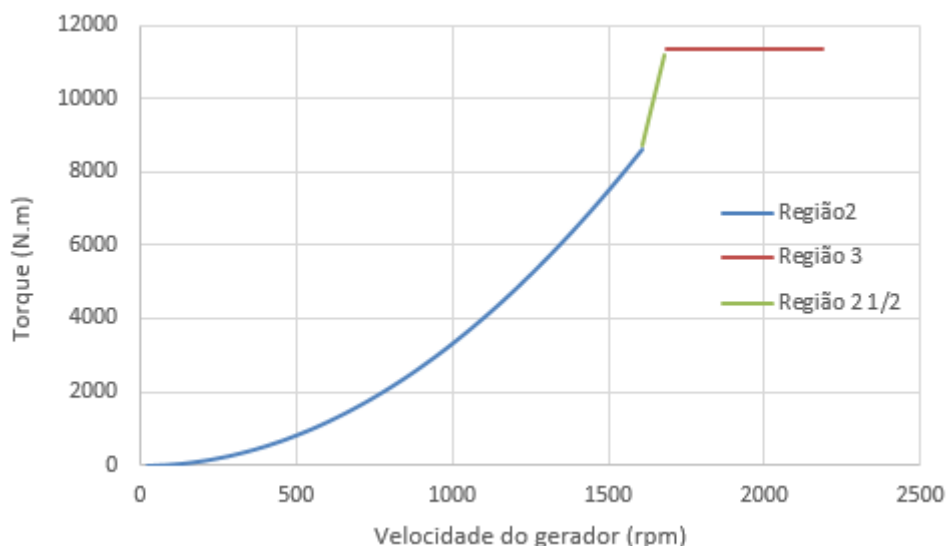


Figura 5.12 – Sistema de controlo utilizado na modelação do módulo de controlo

A partir do sistema acima descrito é possível controlar o torque de acordo com as rotações do eixo de transmissão. Nas figuras 5.11 e 5.12 estão realçadas três regiões, sendo que cada uma representa uma zona de controlo relativa às diferentes condições de operação do gerador. A região 2 tem como objetivo representar a evolução do sistema até a atuação do sistema de controlo pitch, ou seja, nesta região é controlada a energia gerada pelo sistema de acordo com as rotações do rotor. A região 3 corresponde à produção máxima do gerador, limitando o torque e rotações do rotor, nesta região o controlo é feito a partir da variação do pitch. A região intermédia 2 1/2 corresponde à ligação entre os dois tipos de controlo.

É possível relacionar o sistema de controlo acima descrito com a figura 2.8. A região 2 corresponde à linha representada pelo trajeto BC', a região 2 1/2 corresponde ao trajeto C'D', enquanto que a região 3 é caracterizada por D'E. Neste caso o valor de torque máximo estará limitado de modo a corresponder à energia máxima produzida pelo gerador tendo em conta o valor de rotações do rotor para o qual o controlo pitch, anteriormente definido, começa a atuar. A curva que define a região 2 foi definida de modo a obter valores de torque correspondentes à produção energética para cada velocidade de rotação, obtida através dos dados do sistema SCADA.

De realçar que a região 2 1/2 corresponde à zona de transição entre controlo de pitch e controlo de torque, sendo então uma zona sem controlo aparente, porém é necessário que tal aconteça para, como foi referido anteriormente, não haja interferência entre os dois sistemas de controlo.

O processo de controlo, à semelhança da figura 2.8, pode ser comparado às zonas de operação definidas na curva de potência, figura 4.4, sendo que até 9 m/s o comportamento do gerador é governado pela região 2, a zona entre 9 e 12 m/s corresponderá à zona 2 1/2 em que o mecanismo de controlo pitch começa a atuar. Tendo em mente a comparação anterior o método de controlo adotado apresenta limitações no que diz respeito à região 2 1/2. Entre 9 e 12 m/s a potência gerada tende a estabilizar para o valor máximo, ou seja, o acréscimo de torque ao longo da região 2 1/2 não é constante como pode ser observado na curva de potência, assim o processo de controlo para a região em causa sendo caracterizado por uma evolução linear não tem em consideração o aumento real da potência produzida.

Assim verificou-se que a curva de potência gerada com o sistema de controlo descrito representa, de acordo com os valores usados, uma boa relação com os dados experimentais. Porém na região

2 ½, entre 9 e 12 m/s, não fica corretamente representada, sendo a potência máxima atingida para valores inferiores a 12 m/s.

O sistema de controlo implementado apresenta um funcionamento adequado para velocidades de operação até 20 m/s, visto que apenas são controlados o torque e o ângulo de pitch. Para velocidades superiores à velocidade cut-out é considerado um funcionamento normal com aumento do ângulo pitch, sendo que para valores de intensidade superiores é possível que a pá ao deformar toque na torre o que provocaria danos significativos na estrutura. De modo a contabilizar esta última condição de operação seria necessário implementar um sistema de controlo mais completo, como o caso da hipótese de controlo com ficheiros dll (dynamic-link library).

5.2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O MODELO

Os resultados associados ao modelo correspondem a uma boa aproximação do que foi verificado a partir dos resultados experimentais, como será analisado no subcapítulo seguinte. Para tal, os valores atingidos para as frequências naturais da torre foram ajustados com os coeficientes presentes no ficheiro relacionado com a torre, presente no módulo ElastoDyn. Sendo que o modo que mais alteração sofreu (27%) foi o segundo modo side-side enquanto que os primeiros modos sofreram um aumento de 5% e o segundo fore-aft de 10%.

Estas alterações devem-se à incerteza acerca das propriedades mecânicas das pás consideradas no modelo, assim como a incerteza acerca dos graus de liberdade associados ao eixo de transmissão e gerador, sendo que o primeiro não foi considerado na análise da estrutura.

Durante as análises verificou-se que a rigidez das pás tinha influência nos segundos modos de vibração, à semelhança dos resultados do modelo ROBOT, o que implicaria uma alteração na rigidez das pás e não na rigidez da torre. Foi optado por alterar a frequência associada a cada modo da torre devido à facilidade da implementação das correções, pois devido à incerteza associada às pás, graus de liberdade considerados e propriedades mecânicas do gerador não é clara a principal causa da diferença entre os valores inicialmente obtidos e os valores correspondentes aos ensaios experimentais.

5.3 RESULTADOS

Neste subcapítulo são apresentados os resultados obtidos a partir do modelo anteriormente descrito. Foram feitos testes considerando vários tipos de vento de modo a simular as zonas de operação do gerador, sendo estes valores comparados com os dados do sistema SCADA. A influência da turbulência nos ficheiros de vento gerados é também considerada nas análises.

Posteriormente são apresentados os resultados relativos à análise da fadiga e a evolução das frequências naturais da torre consoante a rotação do rotor a partir do diagrama de Campbell.

5.3.1 ENSAIO VIBRAÇÃO LIVRE

Inicialmente foi realizada uma análise de vibração livre, desprezando assim qualquer influência do vento e ação do rotor. Com o objetivo de identificar as frequências naturais previamente obtidas do modelo simplificado ROBOT e dos dados experimentais. Para tal a estrutura foi sujeita a um deslocamento inicial de 5 metros imposto no topo da torre para as direções side-side e fore-aft. Os resultados relativos às frequências naturais foram obtidos a partir de uma análise espectral realizada no Matlab. De modo a obter resultados relativos ao segundo modo de vibração foram analisados os deslocamentos da torre a $\frac{3}{4}$ da altura total (Figura 5.13), pois como foi visto anteriormente pela deformada dos modos de vibração, é o troço que apresenta maior deslocamento modal.

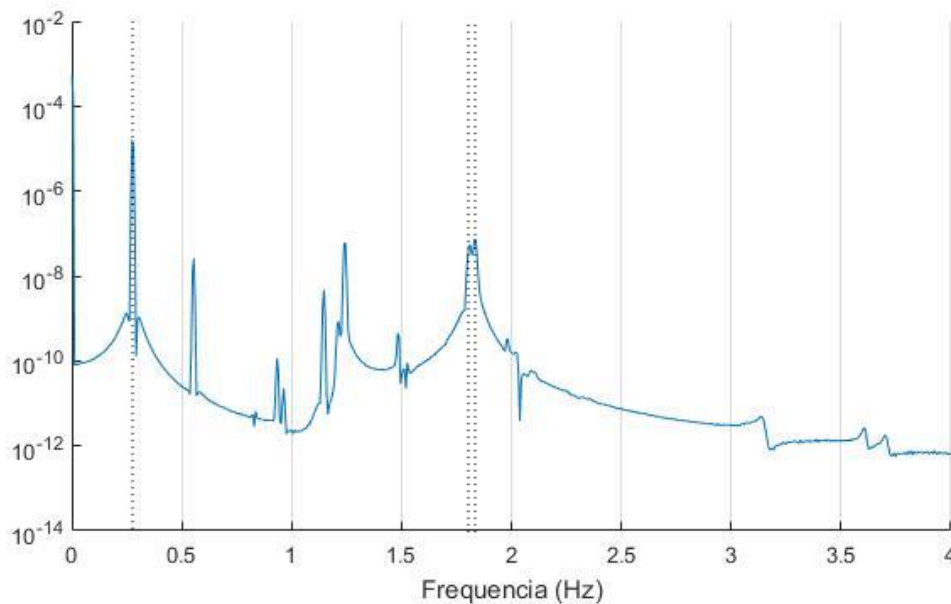


Figura 5.13 – Espectro médio

A evolução do deslocamento imposto no topo da torre na direção side-side, está representado na figura 5.14, sendo possível aferir o decaimento do deslocamento. Visto que a simulação foi realizada considerando como ação o deslocamento inicial, a variação depende apenas do coeficiente de amortecimento associados à torre.

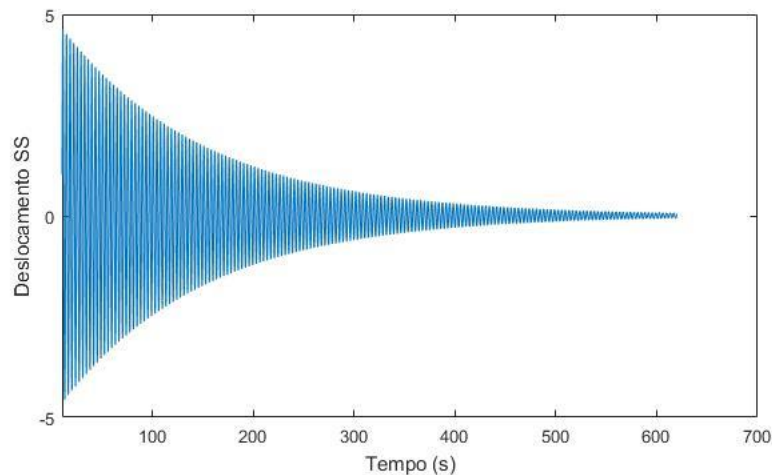


Figura 5.14 – Variação do deslocamento imposto no topo da torre

Comparando a Figura 5.13 com os resultados do ensaio, Figura 4.11, verifica-se a presença dos dois modos de vibração da torre na mesma zona de frequências.

Os resultados são posteriormente confirmados com construção do diagrama de Campbell, porém os resultados desta simples análise representam uma boa aproximação dos valores das frequências naturais associadas à torre.

5.3.2 VALIDAÇÃO DO SISTEMA DE CONTROLO

De seguida foi considerada a ação do vento como constante para três valores de intensidade, 5 10 e 15 m/s, sendo que cada um representa condições de operação distintas. Para os três casos foram consideradas duas hipóteses, funcionamento do gerador com ou sem controlo. Desta forma é possível verificar a eficiência dos sistemas de controlo em relação aos dados recolhidos pelo sistema SCADA e assim como inferir a influência que estes mecanismos têm no comportamento estrutural e funcionamento do sistema. Para cada caso foram comparados os valores relacionados com os esforços transversos, momentos fletores e deslocamentos no topo da torre entre as situações com controlo e sem controlo. O sistema de controlo que mais influência tem nas ações a que a estrutura está sujeita é o sistema de controlo pitch, por alterar a orientação das pás e consequentemente diminui a área de referência sujeita à ação do vento (EC1). As simulações efetuadas tiveram uma duração de 10 minutos de modo a atingir condições estáveis do gerador. O referencial utilizado no cálculo de momentos da base é descrito na figura 5.15.

As tabelas 5.6 e 5.7 apresentam os valores relativos às análises realizadas com e sem controlo.



Figura 5.15 – Referencial espacial utilizado no cálculo de esforços na base

Tabela 5.6 – Valores dos esforços, sem controlo em cima com controlo em baixo

Intensidade (m/s)	Esforço transversal base (KN)		Momentos base (KN.m)		
	FA	SS	x	y	z
5	177	0	-178	17780	52,5
10	682	-2,5	66	66700	-678
15	1469	-22,3	1768	144100	-1940

Intensidade (m/s)	Esforço transversal base (KN)		Momentos base (KN.m)		
	FA	SS	x	y	z
5	94	0	334	10130	0
10	275	-3	1583	27990	50
15	183,7	-8,5	2100	18740	50

Tabela 5.7 – Valores dos deslocamentos e ângulo pitch, sem controlo em cima com controlo em baixo

Intensidade (m/s)	deslocamentos		pitch
	x	y	
5	0,4271	0	0
10	1,55	0	0
15	3,345	0	0

Intensidade (m/s)	deslocamentos		pitch
	x	y	
5	0,255	0	2,5
10	0,6825	0	5
15	0,466	0	14,9

Os dados retirados das simulações feitas com o FAST, como foi anteriormente referido, correspondem ao comportamento do gerador após atingir uma zona estabilizada. Estão representados na figura 5.16 as variações dos momentos na direção y da base e esforço transverso FA para o caso de 10 m/s. O troço inicial destes gráficos não tem significado físico, pois corresponde à adaptação do modelo às condições de vento simuladas.

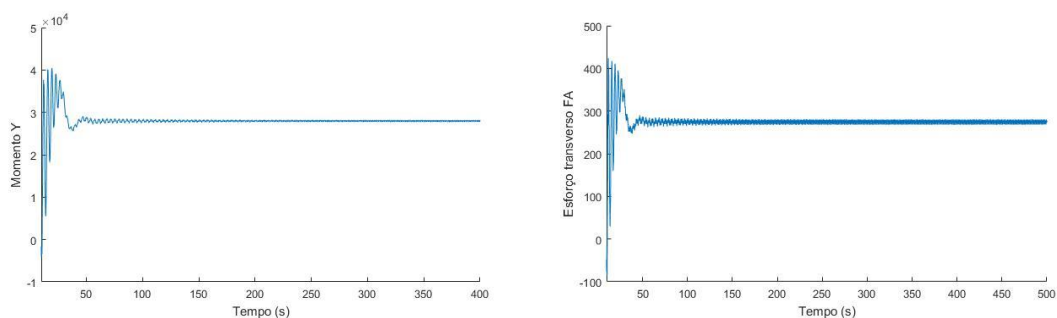


Figura 5.16 – Evolução dos momentos e esforço transverso na base para intensidade de vento de 10 m/s

É visível o contributo do sistema de controlo relativamente aos esforços da estrutura. É possível verificar a diminuição significativa dos momentos e reações na base da estrutura, assim como dos deslocamentos no topo da torre.

5.3.3 COMPARAÇÃO COM AS OBSERVAÇÕES DO SISTEMA SCADA

De modo a relacionar os resultados obtidos numericamente com o comportamento registado pelo sistema SCADA foram efetuadas várias análises alterando a intensidade do vento. Para cada análise foram retirados os valores relacionados com as RPM do rotor, ângulo pitch, esforço transverso no topo da torre na direção do vento (fore-aft) e potência produzida. Devido ao tipo de módulo utilizado para descrever a ação do vento não foi possível gerar uma série temporal que tivesse em consideração o aumento da velocidade média do vento, por conseguinte foram feitas simulações para cada intensidade, retirando os valores correspondentes a uma zona de funcionamento estabilizada.

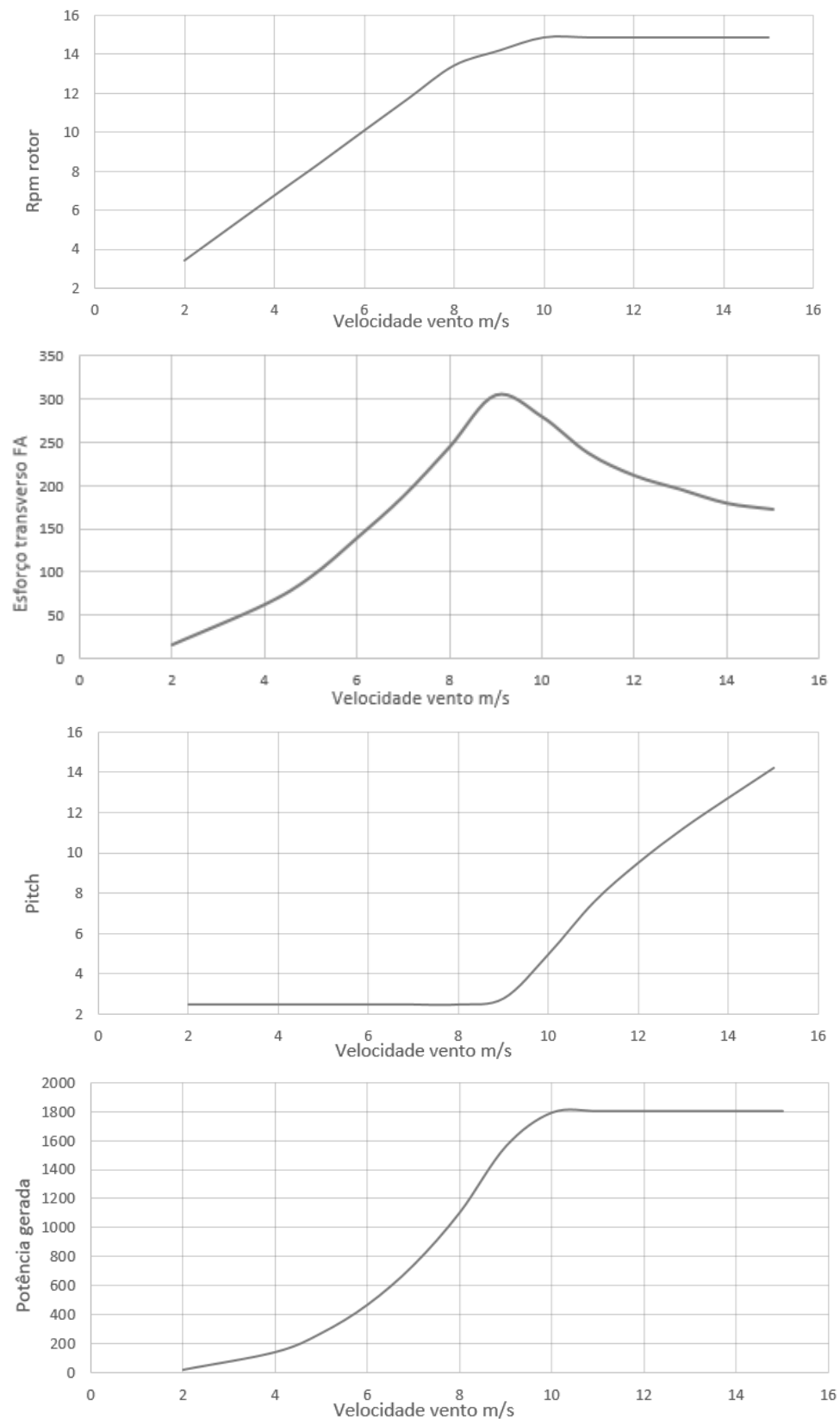


Figura 5.17 – Resultados numéricos

O efeito da ação do pitch na estrutura é visível na análise da resultante presente no topo da torre. Para uma rotação de 14.19 rpm, que ocorre para uma intensidade de 9 m/s o controlo pitch começa

a atuar, sendo visível a diminuição da força aplicada no topo da torre. Apesar da intensidade do vento e, consequentemente, a pressão aplicada na estrutura aumentarem em condições normais o esforço transversal aumentaria também, porém como foi referido anteriormente, a alteração do ângulo pitch ao influenciar a área da pá sujeita à ação do vento diminui consideravelmente os esforços associados à ação do vento.

O comportamento do aerogerador, correspondente à análise feita anteriormente está de acordo com estudos similares ao presente descritos no documento (Matha *et al.*, 2015).

O ângulo pitch considerado para cenários de repouso foi limitado a 2.5. De acordo com os dados do sistema SCADA para valores de velocidade do vento relativamente baixos o valor associado ao pitch é de -2.5, a variação do pitch após 9 m/s está de acordo com a simulação efetuada.

Em relação à curva de potência os resultados obtidos estão de acordo com os dados do sistema SCADA, apesar da limitação relativa ao controlo do torque, que como foi referido anteriormente afeta a produção gerada entre 9 e 12 m/s. Uma comparação entre os dados do sistema SCADA e os resultados gerados pelo modelo é representada na Figura 5.18. Além da comparação entre as curvas de potência são também comparados os resultados relativos às rotações do rotor.

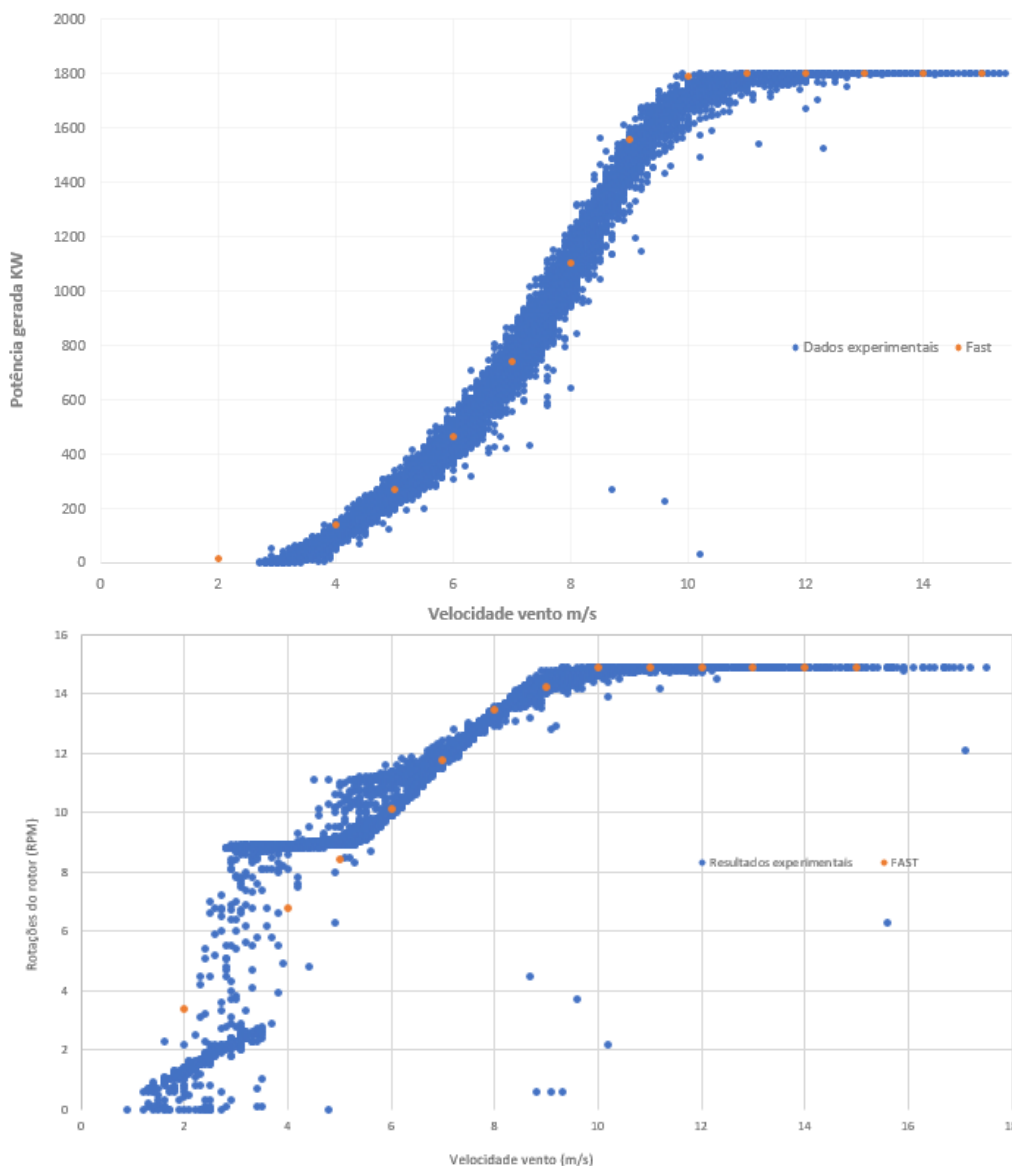
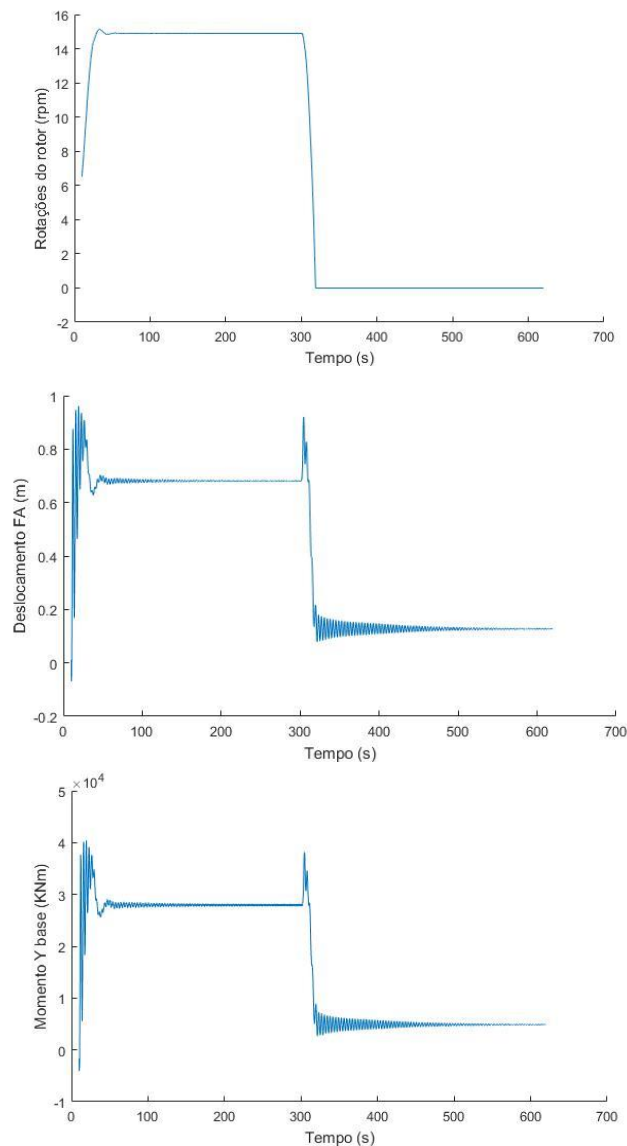


Figura 5.18 – Comparação entre dados do sistema SCADA e resultados do modelo

5.3.4 SIMULAÇÃO DE UMA PARAGEM DE EMERGÊNCIA

Foi realizada uma análise ao comportamento do gerador considerando uma possível falha, que impedisse o correto funcionamento do gerador. Neste caso uma medida possível de modo a parar o movimento do rotor é a utilização do travão de emergência, mecanismo referido na descrição do módulo ServoDyn. Este cenário de operação será utilizado posteriormente na análise à fadiga, assim são representados os resultados da simulação considerando uma intensidade de vento de 10 m/s. O comportamento da estrutura entre a falha e a ativação do sistema de travagem não é simulada, apenas é representado o comportamento da estrutura sujeita à aplicação do travão de emergência. A figura 5.19 representa a variação das RPM do rotor, momentos na base e deslocamento no topo da torre FA.



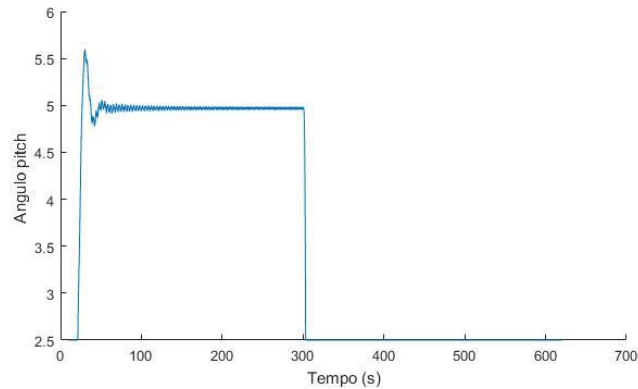


Figura 5.19 – Comportamento do gerador no caso de ativação do travão de emergência

O mecanismo de segurança é ativado para 300 segundos, como é possível verificar através da análise da Figura 5.19. Verifica-se um aumento significativo do momento na base no instante da ativação do travão de segurança, o que implica uma variação de 37% do valor do momento na base. Após a ativação do mecanismo a estrutura estabiliza apresentando valores comparáveis ao comportamento do gerador para o cenário estabilizado, ou seja, sem qualquer variação brusca das rotações do rotor devido à paragem de emergência. É então possível concluir que a variação das condições de operação do gerador eólico, como o valor das rotações do rotor, neste caso, tem uma grande influência no comportamento estrutural da estrutura.

5.3.5 ANÁLISE DO EFEITO DA TURBULÊNCIA

De modo a ter em consideração o efeito da turbulência do fluxo foram geradas umas séries temporais de vento usando o Turbsim. Na figura 5.20 é apresentada uma série temporal corresponde a uma duração de 800 segundos, considerando uma velocidade média de 10 m/s, e o tipo de turbulência correspondente ao nível C, a menos turbulenta.

A partir da série temporal, foram analisados os mesmos parâmetros relativos às análises anteriormente feitas com especial foco na resposta dos parâmetros de controlo à ação variável do vento, assim como nas variações dos esforços a que a estrutura estará sujeita.

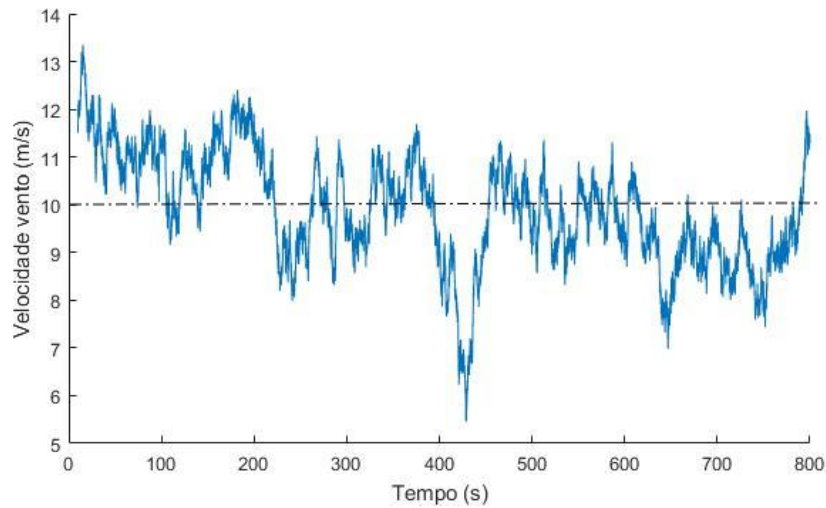
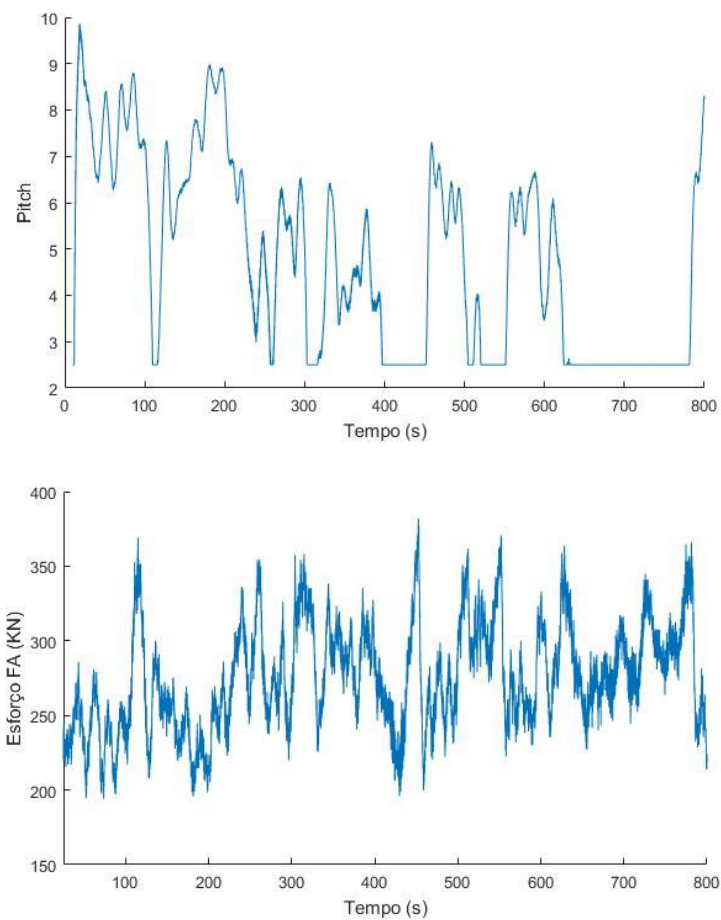


Figura 5.20 – Série temporal gerada pelo Turbsim, velocidade média de 10 m/s

Os resultados correspondentes à ação do vento descrita estão representados na figura 5.21



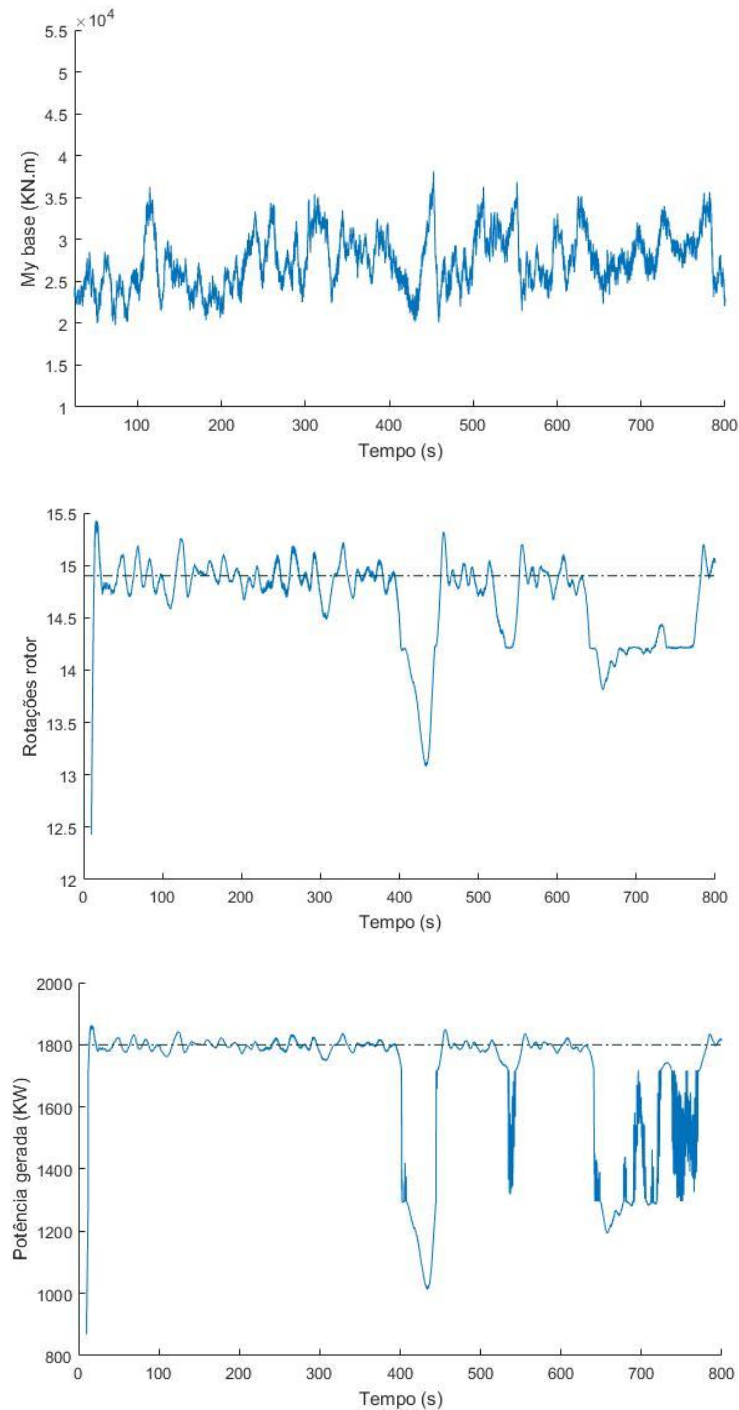


Figura 5.21 – Resultados da análise com vento turbulento

Relativamente à potência gerada e rotações do rotor os valores limite, 1800 KW e 14.9 rpm respetivamente, são localmente ultrapassados apesar de não ser atingido o cut-out speed, neste caso 25 m/s. Esta variação deve-se ao constante ajuste dos sistemas de controlo consoante a intensidade do fluxo, porém para variações repentinas do fluxo, no presente modelo, o sistema de controlo de pitch acompanha a tendência alterando rapidamente o ângulo de ataque da pá, como pode ser observado na figura 5.21, o ângulo tem variações de 5 graus num período de 11 segundo, no caso da variação após 100 segundos. Os valores que ultrapassam os limites de potencia e rpm

são então consequência do funcionamento dos sistemas de controlo que estando sempre a adaptar-se às condições turbulentas do vento permitem a ocorrência destes casos.

Os valores relativos aos momentos na base e força no topo da torre, quando comparados com os resultados da tabela 5.6 para 10 m/s, apresentam variações máximas de 35%. Comparando o valor máximo do momento em y na base, 38130 KN.m, com os valores de cálculo utilizados para o dimensionamento da fundação no caso de condições normais de operação, 65400 KN.m, verifica-se que para uma intensidade média de 10 m/s as reações associadas ao modelo estão bem abaixo dos valores do projeto para dimensionamento da fundação.

O caso analisado corresponde a um cenário de turbulência normal, considerando uma intensidade habitual para a zona do parque eólico. Seria também possível considerar intensidades maiores e níveis de turbulência mais severos, o que corresponderia a um cenário mais improvável, para tal é necessário modificar os parâmetros relativos à ação do vento no ficheiro input do Turbsim. Os resultados, apesar de não serem analisados no presente documento apresentam conclusões similares ao caso de 10 m/s.

5.3.6 DIAGRAMA DE CAMPBELL

Como foi referido na secção 3.4.1 é possível linearizar os ficheiros de resultados associados ao funcionamento do gerador para vários valores de rotação do rotor. Foram realizadas análises considerando fixo o valor da velocidade de rotação do rotor, sem ter em consideração a ação do vento. Para cada simulação os pontos de operação, nos quais foram gerados ficheiros correspondentes ao modelo de estado espacial, foram escolhidos de modo a caracterizarem o comportamento estabilizado da estrutura (Jonkman e Jonkman, 2016).

O processamento dos ficheiros gerados foi feito com as funções Matlab GetMats_f8.m e mbc3.m. O valor das frequências naturais são resultado da utilização das funções referidas. De modo a relacionar cada frequência natural com o modo de vibração respetivo foi utilizada uma folha Excel, fornecida pela NREL. Do processamento de Matlab resultam várias variáveis que são inseridas na folha de Excel. Assim cada frequência natural é associada ao respetivo modo de vibração.

As análises foram realizadas considerando os valores da rotação de 2, 4, 6, 8, 10, 12 e 14 rpm, abrangendo assim a zona de funcionamento do gerador. O diagrama de Campbell relativo ao modelo gerado a partir do software FAST está representado na figura 5.22.

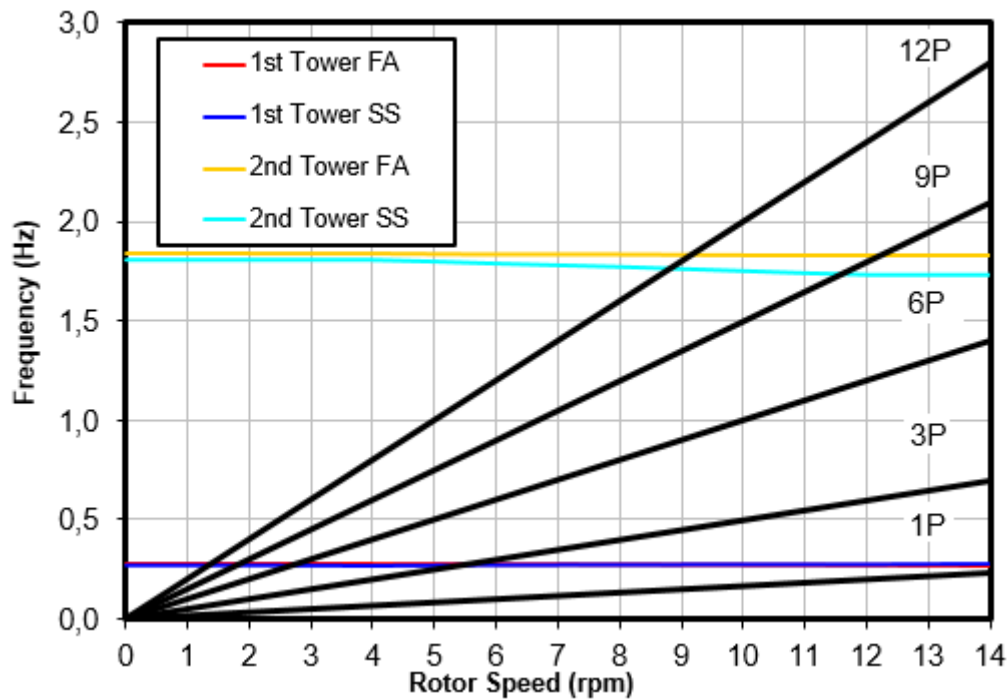


Figura 5.22 – Diagrama de Campbell, modelo base

Verifica-se pela análise do diagrama que as frequências relativas aos modos de vibração da torre permanecem constantes com o aumento da velocidade de rotação do rotor, com a exceção do segundo modo de vibração side-side. A frequência natural para o modo em causa diminui, apresentando uma variação de 4%.

Os resultados relativos às frequências naturais da torre ficam assim confirmados com a implementação do diagrama, apesar da variação do segundo modo side-side, existindo uma boa correlação entre os valores calculados anteriormente e modelo ROBOT.

À semelhança do modelo simples gerado pelo ROBOT, foi feita uma análise aumentando a rigidez das pás. Deste modo é possível aferir a influência da rigidez das pás nas frequências naturais da torre comparando os dois diagramas de Campbell gerados. A rigidez foi aumentada num rácio 100, através dos coeficientes de ajuste presentes no ficheiro relacionado com as propriedades geométricas das pás. Os valores associados à presente análise têm como objetivo obter uma comparação entre os dois cenários de rigidez das pás.

Os resultados do diagrama correspondente estão apresentados na figura 5.23.

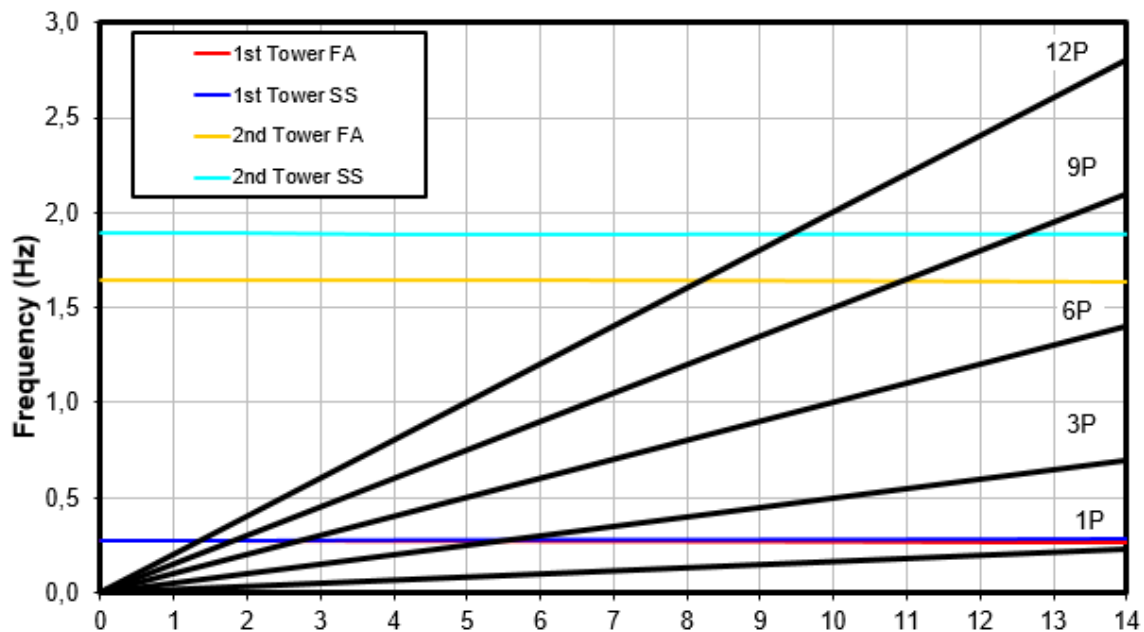


Figura 5.23 – Diagrama Campbell modelo pás rígidas.

Para este caso verifica-se que as frequências naturais da torre não são alteradas com o desenvolvimento da ação do rotor, porém devido ao aumento da rigidez das pás verifica-se uma diminuição do segundo modo de vibração fore-aft associado à torre. Durante o pós-processamento dos dados a partir da ferramenta Excel verificou-se que para a torre, independentemente das rpm do rotor, as frequências associadas aos segundos modos tinham grande influência dos primeiros modos das pás, sendo que para a frequência associada ao segundo modo side-side da torre a participação do primeiro modo edgewise tinha grande influência no valor da frequência. O mesmo foi verificado para a frequência do modo fore-aft que apresentava influência do primeiro modo flapwise.

Esta conclusão é apoiada pelas deformadas obtidas no modelo simplificado ROBOT, visto que para os segundos modos de vibração da torre, as pás apresentam deformações significativas.

5.3.7 ANÁLISE À FADIGA

A análise à fadiga é feita de acordo com a função Mlife fornecida pela NREL. O modo de funcionamento, como foi descrito anteriormente, depende dos cenários a que a estrutura está sujeita durante o período de funcionamento.

Existem três tipos de cenários que são considerados pela função Mlife. O primeiro cenário corresponde a condições de operação normais, que ocorrem com maior frequência e consequentemente terão maior impacto no cálculo do dano causado pela fadiga. O segundo cenário corresponde ao funcionamento do gerador quando este está parado, ou seja, a rotação do rotor é nula. O terceiro cenário corresponde a eventos que ocorrem pontualmente ao longo do período de vida do gerador, como paragens de emergência ou mau funcionamento do sistema de controlo pitch, a título de exemplo (Hayman. G. J e Jr, 2012).

A influência dos dois primeiros cenários é calculada tendo em conta uma distribuição da velocidade do vento. De modo a ajustar a distribuição da velocidade do vento é necessário especificar as velocidades cut-in e cut-out do gerador, assim como a velocidade média para a zona em causa. As velocidades cut-in e cut-out são fornecidas pelo fornecedor, a velocidade média

para a zona em causa foi obtida considerando a média das velocidades obtidas pelo sistema SCADA, resultando numa velocidade de 6 m/s.

No presente trabalho não foi realizada uma análise completa de fadiga, foram apenas considerados alguns cenários representativos. Para os cenários relativos às condições normais de funcionamento foram consideradas simulações para velocidades médias de vento de 7, 10 e 14 m/s. Visto que a resposta da estrutura para valores abaixo de 9 m/s não tem em consideração o sistema de controlo por pitch, foram considerados pouco influentes cenários abaixo de 7m/s. Para o evento pontual relacionado com o último cenário foi considerada uma paragem de emergência com a utilização do travão de emergência.

O resultado deste tipo de análise engloba o cálculo de cargas que simulem o efeito das ações consideradas anteriormente descritas como cargas de fadiga equivalente, o dano correspondente às cargas calculadas e finalmente considerando todos os cenários, o tempo de vida. Dado que a análise apresentada não está completa, o tempo de vida não é estimado no presente trabalho.

De modo a obter resultados mais estáveis foi imposta uma velocidade de rotação inicial de 12 RPM, deste modo a série temporal representa condições de operação mais estáveis.

A abordagem à função teve como objetivo calcular o dano resultante do funcionamento do gerador a três intensidades de vento com turbulência.

O dano resultante pode ser calculado pela regra de Palmgren-Miner, implementada no Mlife (Hayman, 2012):

$$D = \sum_i \left(\frac{n_i}{N_i(L_i^{REF})} \right) \quad 5.1$$

Em que n_i corresponde ao número de ciclos que ocorrem durante o período estudado, para uma variação do valor do momento ou tensão na base, no caso do Mlife o cálculo é feito com momentos, $N_i(L_i^{REF})$ corresponde ao número de ciclos retirados da curva S-N, correspondendo assim ao número de ciclos limite para uma determinada variação de momento. O somatório da contribuição de todas as variações experienciadas pela estrutura durante o período de tempo analisado corresponde ao dano que esta sofreu, sendo que o valor resultante para garantir a segurança deve ser inferior a 1.

A análise efetuada teve como base os ficheiros de input do FAST considerando então velocidades médias de vento de 7, 10 e 14 m/s considerando um nível de turbulência C, com a duração de 30 minutos. Os resultados obtidos a partir da análise implicam o funcionamento da estrutura considerando a ação do vento como permanente, ou seja, está a ser calculado o efeito da fadiga no caso do gerador estar sempre sujeito à ação de cada vento durante o período de análise.

A mesma análise pode ser feita utilizando as funções Matlab responsáveis pelo processamento da série temporal com o método rainflow, originando um histograma que contém os resultados da análise. O histograma representa o número de ciclos, que ocorreram no período da série temporal, correspondentes à variação do valor do momento a base, ou seja, permite contabilizar o número de ciclos associados a cada variação do momento da base.

Nos dois tipos de análises referidas é necessário gerar séries temporais de vento pela utilização do Turbsim e posteriormente séries temporais de resultados pelo processamento usual do FAST. Neste tipo de análise de modo a aferir corretamente os ciclos associados às variações do momento na base da torre é necessário gerar ficheiros que contenham informação suficiente para obter

resultados plausíveis, pois os ciclos associados à resposta da estrutura para condições de operação iniciais, ou seja, início da rotação do rotor e começo do processo de operação, não correspondem à realidade para grandes períodos de operação pois estas condições de operação só se dão no arranque do gerador.

Sendo as séries analisadas de 30 minutos o número de ciclos a que correspondem a condições de operação iniciais terá maior impacto pois apesar de ocorrerem relativamente poucas vezes o impacto em 30 minutos não pode ser extrapolado para grandes períodos de vida. Devido a limitações computacionais não foi possível realizar análises para grandes períodos de tempo, assim de modo a atender à limitação anteriormente descrita foram consideradas condições iniciais como RPM do rotor e ângulo pitch de acordo com a intensidade de vento utilizada para a análise.

A escolha da curva S-N teve como base as especificações presentes no Eurocódigo 3. A escolha está de acordo com o detalhe das ligações entre chapas na base da torre, assim foi considerado o detalhe 71, declives das curvas correspondem a 3 e 5, que corresponde a ligações soldadas entre chapas. Com o detalhe definido é então possível calcular o valor N_i correspondente a cada variação do momento. A curva S-N utilizada está representada na Figura 5.24.

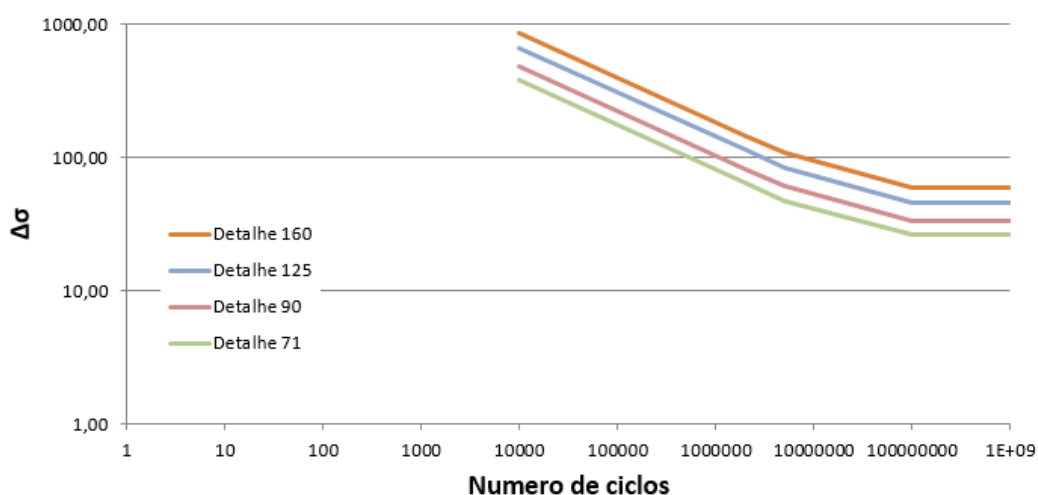


Figura 5.24 – Curva S-N utilizada

De seguida são apresentados os resultados obtidos para as intensidades de 7, 10 e 14, considerando turbulência, a partir do Mlife e da análise detalhada que apenas depende do histograma de ciclos e da curva S-N utilizada.

Os resultados são apresentados de forma relativa, considerando a relação entre o dano de cada cenário com o cenário correspondente ao valor mais alto do dano.

5.3.7.1 ANÁLISE DETALHADA

De modo a verificar o correto funcionamento do gerador foram analisados os dados relativos à ação do vento considerada para cada cenário, assim como os resultados referentes ao comportamento do gerador, rotações do rotor, ângulo pitch e variação do momento fletor na base da torre.

As series temporais da velocidade do vento consideradas em cada cenário estão representados na Figura 5.25

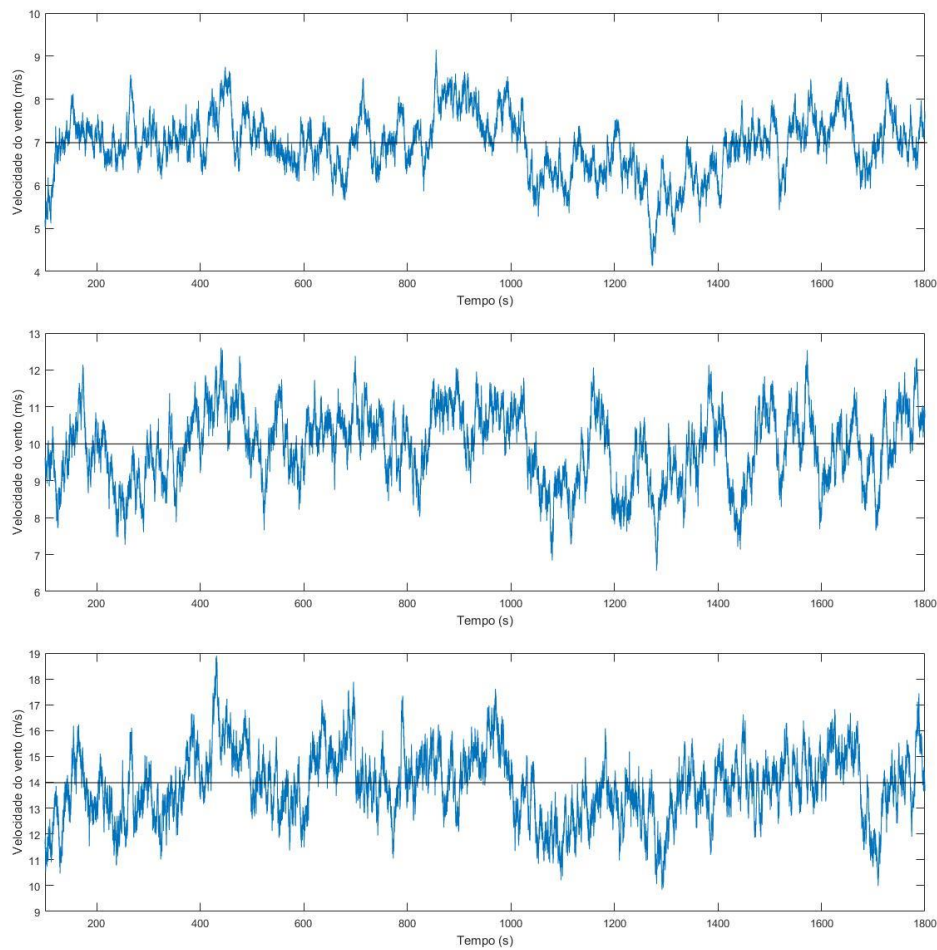
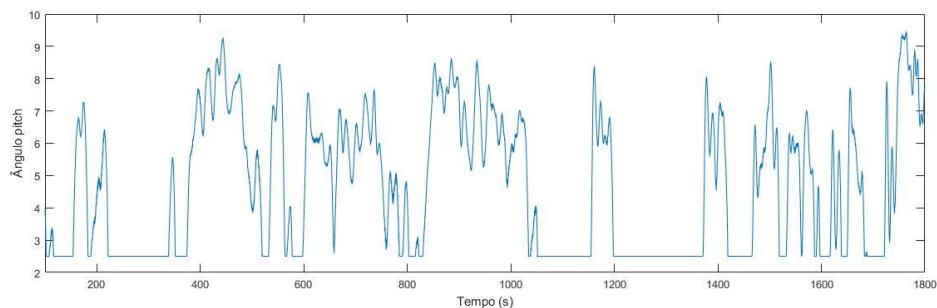


Figura 5.25 – Ação do vento considerada 7, 10, 14 m/s.

Como é possível observar a turbulência de cada série apesar de ser considerada a menos intensa, apresenta grandes variações num curto período de tempo. Para cada intensidade de vento o sistema de controlo pitch terá de ajustar o ângulo pitch de modo a controlar as rotações do rotor, como foi referido anteriormente. No caso de 7 m/s o controlo pitch não é ativado, sendo que não terá influência no comportamento da estrutura.



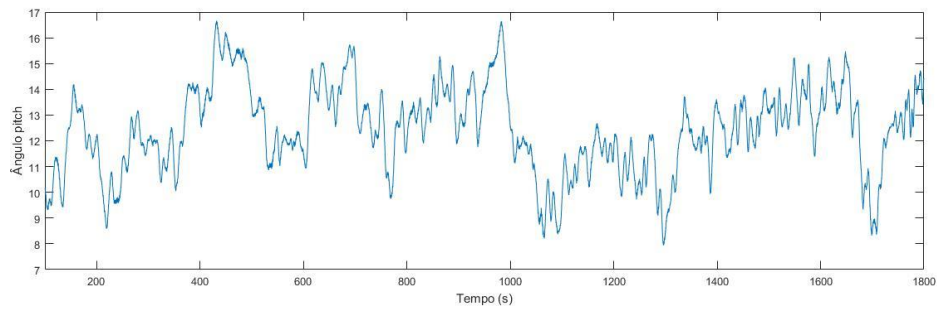


Figura 5.26 – Ângulo pitch para 10 m/s e 14 m/s (turbulência)

O comportamento relativo aos RPM e momentos da base do gerador, nestas condições estão representados nas figuras 5.27, 5.28 e 5.29 para os cenários de 7, 10 e 14 m/s, respectivamente

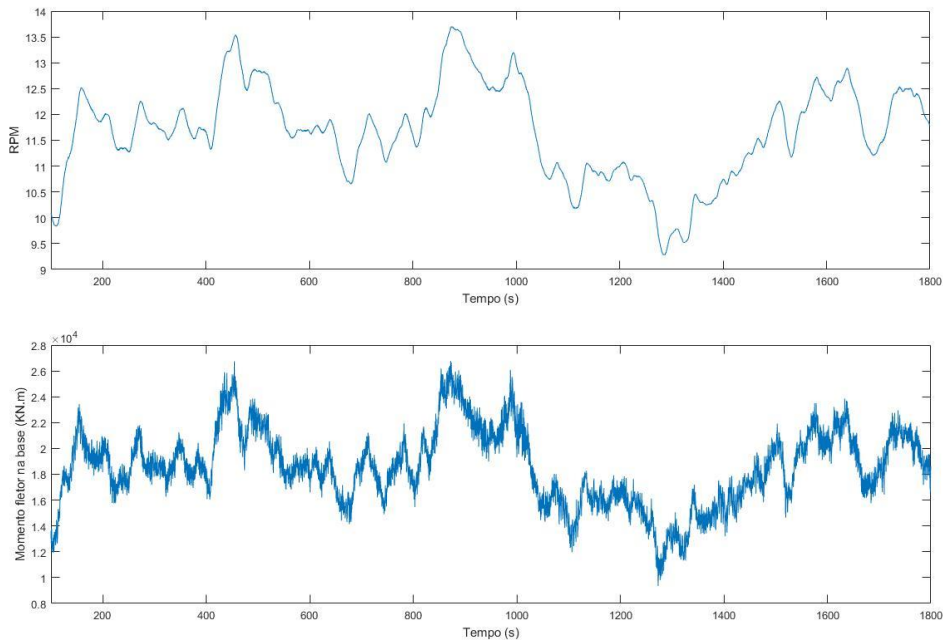
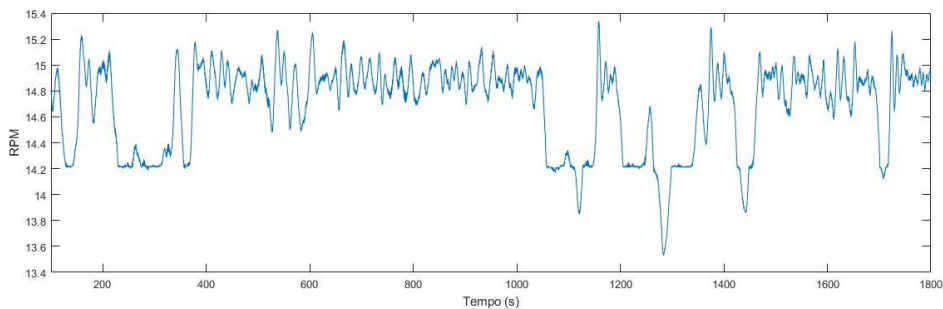


Figura 5.27 – Rpm e momentos na base 7 m/s



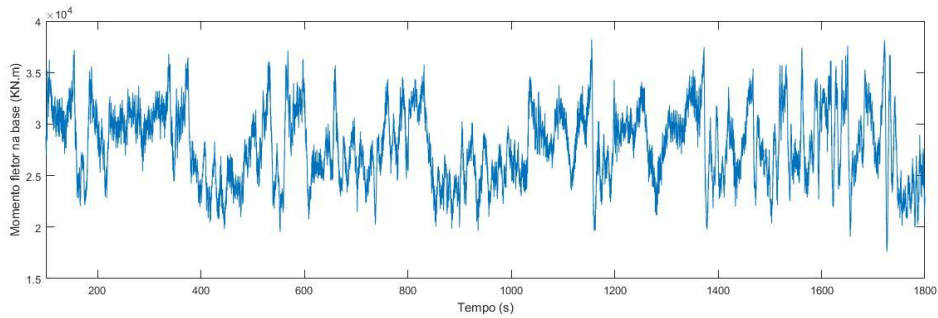


Figura 5.28 – Rpm e momentos na base 10 m/s

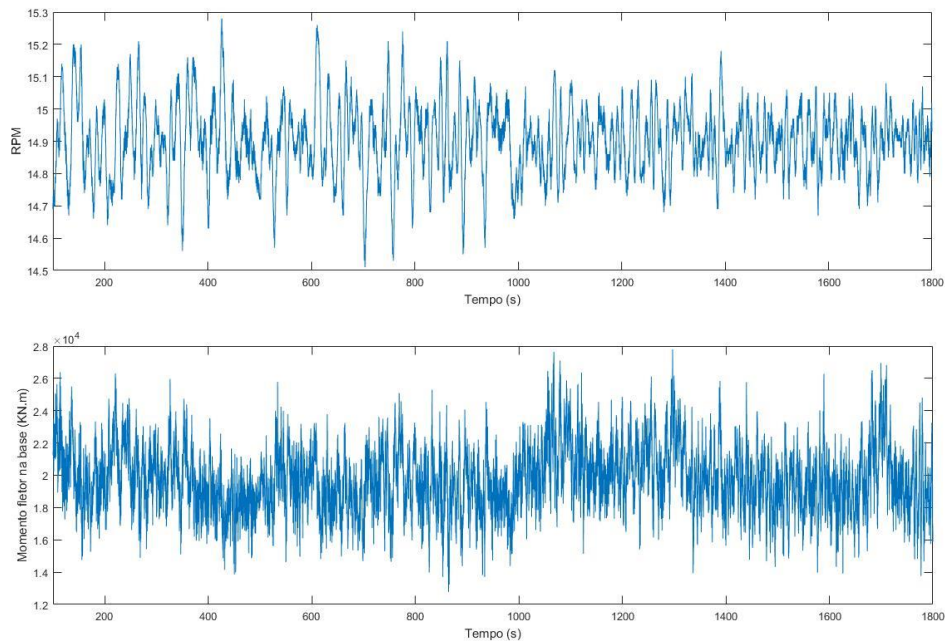


Figura 5.29 – Rpm e momentos na base 14 m/s

Da análise das figuras é possível observar as diferenças das variações das rotações e momentos entre o caso de 7 m/s, correspondendo a uma zona de operação na qual não é ativado o sistema de controlo pitch, e os cenários de 10 e 14 m/s.

Da análise da tabela 5.8 verifica-se que o número de ciclos associados a grandes variações de tensão é bastante mais baixo em relação aos ciclos mais frequentes, sendo que para o caso dos cenários que envolvem o sistema de controlo pitch, 10 e 14 m/s os ciclos têm maior amplitude, correspondendo às variações expostas nas figuras 5.28 e 5.29.

De realçar que o funcionamento do sistema de controlo pitch é satisfatório como foi referido anteriormente, ou seja, foi demonstrado que funciona de acordo com as condições definidas mesmo considerando o efeito da turbulência como foi analisado no capítulo 5.3.5.

Seguindo o processo descrito no capítulo anterior é possível obter o histograma para a série temporal gerada pelo FAST através das funções Matlab sig2ext.m rainflow.m e rfhist.m. Os resultados representam então o número de ciclos que ocorrem na série para cada variação de

momento. Os histogramas para as três velocidades de vento consideradas estão representados na figura 5.30.

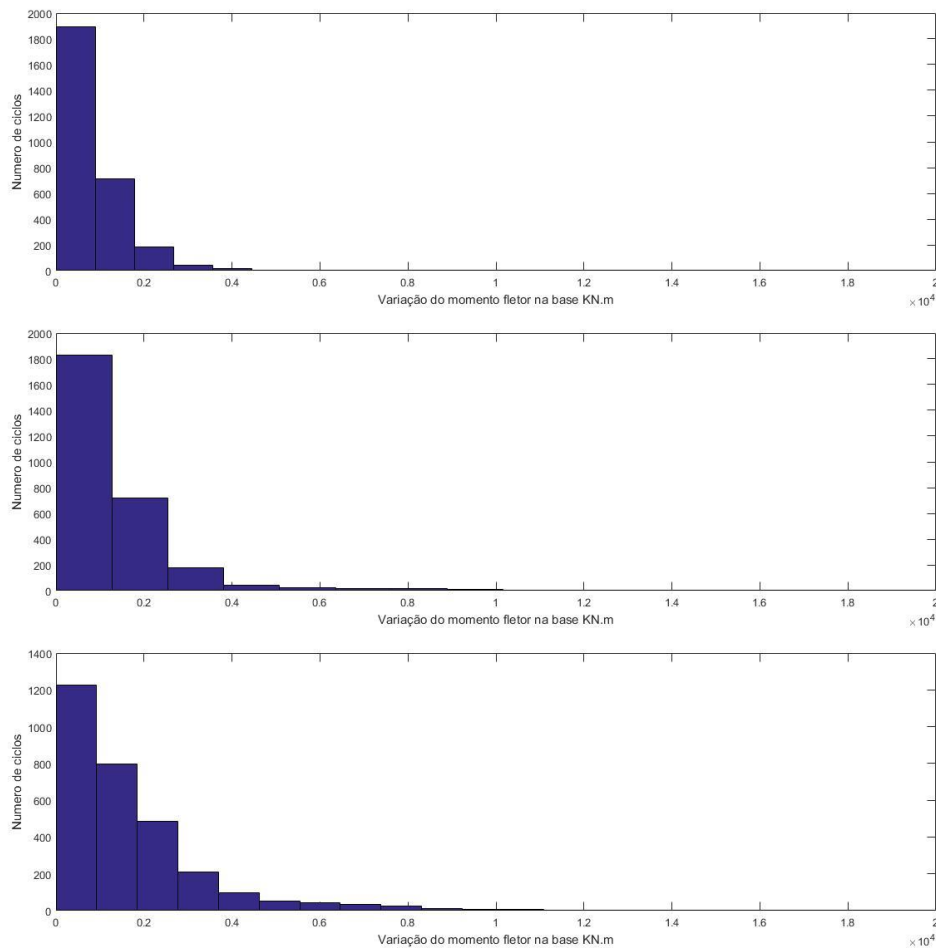


Figura 5.30 – Histograma $\Delta M - n_i$ para 7, 10 e 14 m/s, respetivamente, durante 30 minutos

As variações dos momentos na base são maiores, como seria de esperar, para cenários com maiores velocidades de vento, o que significa que o dano calculado para os casos de intensidade de vento elevada será mais afetado pelos ciclos associados a grandes variações de tensão.

De modo a utilizar a curva S-N os valores dos momentos foram transformados em tensões considerando flexão pura. Obtiveram-se então as tensões e o número de ciclos associados a cada variação. A curva S-N foi definida tendo em conta as especificações do Eurocódigo 3, como foi referenciado anteriormente.

Os resultados relativos à análise estão representados na tabela 5.8.

Intensidade de vento					
7 m/s		10 m/s		14 m/s	
n_i	$\Delta\sigma$ (MPa)	n_i	$\Delta\sigma$ (MPa)	n_i	$\Delta\sigma$ (MPa)
1	18,52278	2	43,18329	1	31,37079
3	16,57296	1	40,3972	2	29,34688

5	14,62313	4	37,61111	2	27,32296
2	12,67331	3	34,82502	4	25,29905
2	10,72348	3	32,03893	7	23,27513
13	8,77366	4	29,25284	8	21,25122
39	6,823836	4	26,46675	10	19,2273
187	4,874012	3	23,68066	23	17,20339
710	2,924188	7	20,89457	34	15,17947
1895	0,974364	13	18,10848	42	13,15556
		13	15,32239	53	11,13164
		20	12,5363	97	9,107727
		42	9,750216	212	7,083812
		178	6,964127	485	5,059897
		717	4,178038	797	3,035982
		1832	1,391949	1227	1,012067

Tabela 5.8 – Variação de tensões e ciclos associados

Assim tornou-se possível calcular o dano relativo ao funcionamento do aerogerador a uma ação do vento turbulenta com velocidades médias de 7, 10, 14 m/s, a partir da curva S-N para cada variação de tensão foi calculado o número de ciclos máximo admissível correspondente, $N_i(L_i^{REF})$. Os resultados do dano equivalente normalizado estão representados na tabela 5.9. Por questões de confidencialidade os valores de dano obtidos foram normalizados para o maior ser igual a 1.

Dano equivalente normalizado		
Intensidade de vento		
7 m/s	10 m/s	14 m/s
0,08276321	1	0,841710286

Tabela 5.9 – Dano normalizado correspondente aos casos analisados

Dos valores obtidos é possível aferir que o dano equivalente do cenário de 10 m/s é superior em relação ao de 14 m/s, enquanto que o cenário de 7 m/s apresenta o menor dano. Este facto está relacionado com as tensões calculadas para cada ciclo, pelo que são superiores para 10 m/s.

Como foi verificado na Figura 5.17 os esforços associados à torre apresentam um pico no começo da atuação do sistema de controlo pitch, cerca de 9 m/s, o que corresponde aos resultados obtidos nas tabelas 5.8 e 5.9 visto que apesar de intensidades de vento maiores, a tensão na base da torre originada pelo momento fletor é inferior no caso de 14 m/s em comparação com 10 m/s.

De realçar que os ciclos considerados derivam da análise do comportamento estrutural do aerogerador relativo à simulação gerada pelo FAST, pelo que as variações dos esforços na base podem ser afetadas por condições de operação que não representam o comportamento estável do gerador, pelo que para uma série de tempo relativamente curta, 30 minutos, o peso dos ciclos relativos a variações extremas das reações na base da torre têm grande influência no cálculo do dano, apesar de ocorrerem pontualmente no início da simulação.

Tendo o aspeto acima em consideração, a extrapolação dos resultados obtido da série de 30 minutos para o período de vida do gerador terá que ser realizado com alguma cautela, visto que tal consideração implicaria que o gerador a cada intervalo de 30 minutos durante o período extrapolado apresentasse o mesmo comportamento estrutural, no qual é contemplado o arranque do sistema que implica variações de tensão elevadas.

5.3.7.2 ANÁLISE COM A ROTINA MLIFE

Os resultados, relativos ao dano normalizado para o período da série temporal, obtidos através do Mlife para os três casos representados estão representados na tabela 5.10.

Dano equivalente normalizado		
Intensidade de vento		
7 m/s	10 m/s	14 m/s
0,09730259	1	0,865

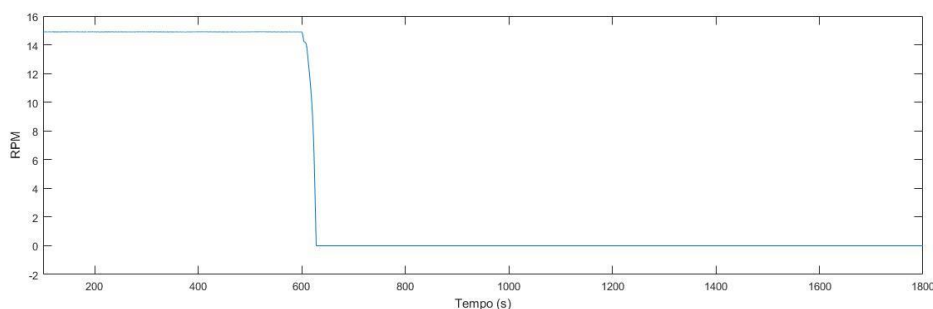
Tabela 5.10 – Resultados das séries temporais obtidas pelo Mlife.

Verifica-se um aumento do dano para o cálculo efetuado pelo Mlife, porém a ordem dos cenários em causa está de acordo com os resultados obtidos na análise detalhada.

A diferença entre os resultados obtidos do Mlife e os obtidos na análise detalhada é afetada pela divisão de ciclos, sendo que as análises foram realizadas com variações de tensão diferentes. No caso da análise detalhada as variações de tensão obtidas, Tabela 5.8 são diferentes para cada velocidade de vento. Apresentando os resultados do dano equivalente de forma normalizada a relação entre o cenário de 7 m/s e 10 m/s é afetada pela grandeza dos valores obtidos.

Por fim foi analisado o impacto de uma paragem de emergência da estrutura. De modo a não provocar instabilidades relacionadas com o sistema de controlo, anteriormente referidas, a série de resultados foi gerada considerando uma ação do vento constante com intensidade de 14 m/s.

A duração da simulação em causa foi de 30 minutos sendo definido que a ativação do travão de emergência, simulando a paragem de emergência, ocorre 10 minutos após o início. Os resultados da análise FAST, RPM e momento fletor na base estão representados na figura 5.31 para a duração de 30 minutos.



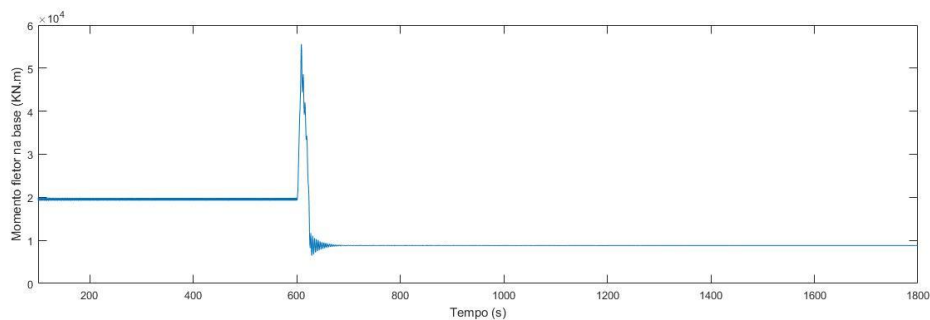


Figura 5.31 – RPM e momento fletor na base para o cenário de paragem de emergência

O dano equivalente é normalizado para o cenário de 10 m/s. A partir da análise com o Mlife foram obtidos os seguintes resultados:

Dano equivalente normalizado
Paragem de emergência
0.725

Tabela 5.11 – Dano normalizado em relação ao cenário associado a 30 minutos de vento com 10m/s

O resultado obtido tem grande influência dos ciclos associados à paragem de emergência e pouca influência das variações de momento associadas à ação do vento, visto que a intensidade do vento é constante e que a simulação foi iniciada considerando condições iniciais correspondentes ao funcionamento normal do gerador para a intensidade de vento considerada. Assim, os ciclos considerados para a análise correspondem à variação de momentos, após o período de estabilização, visível na figura 5.31. Assumindo que a ocorrência deste tipo de cenário é pontual ao longo do período de vida do gerador, ou seja, é um cenário que ocorre poucas vezes pelo que seria razoável incluir o resultado do dano calculado no cálculo do dano ao longo do período de vida da estrutura.

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram discutidos os resultados da modelação do gerador eólico. O objetivo inicial da presente tese corresponde à análise do comportamento dinâmico de um aerogerador em funcionamento, pelo que os resultados relativos aos modelos gerados no ROBOT e FAST permitiram analisar o comportamento da estrutura para os vários cenários de operação, apesar das incertezas relacionadas com as propriedades de alguns componentes.

A análise à fadiga discutida no subcapítulo 5.3.7 foi realizada tendo em consideração as funcionalidades relacionadas com o pós-processamento dos resultados obtidos pelo software FAST. Não correspondendo ao objetivo inicial da presente tese, a análise da fadiga foi considerada possível através da ferramenta Mlife utilizando os resultados FAST. Assim a análise feita não foi alvo de estudo intensivo, porém o procedimento relacionado com o cálculo dos efeitos de fadiga na estrutura foi demonstrado.

6

Conclusão

O trabalho realizado na presente tese teve como objetivo simular o comportamento dinâmico de um aerogerador para as várias condições de operação. A modelação do gerador foi efetuada com o software FAST, sendo que foi gerado um segundo modelo simplificado no ROBOT de modo a obter valores base facilitando assim a compreensão da dinâmica do sistema.

O gerador analisado corresponde ao modelo V100 1.8MW, localizado no parque eólico da Tocha, Cantanhede. Foram realizados ensaios experimentais, dos quais foram obtidos resultados acerca dos parâmetros modais da estrutura. O desenvolvimento do modelo teve em consideração os resultados experimentais.

Após a análise dos resultados obtidos pelo modelo FAST, foram feitas análises tendo em vista o funcionamento de duas ferramentas de pós-processamento de resultados. Assim foram analisadas as variações das frequências naturais da torre consoante a ação do rotor através do diagrama de Campbell. Foram também exploradas análises de fadiga.

São de seguida apresentados os principais focos de cada capítulo.

Na presente tese, inicialmente são descritos os objetivos e referenciados os desenvolvimentos e experiências feitas com geradores eólicos, com o objetivo de apresentar uma visão geral acerca da tecnologia da produção de energia eólica.

No capítulo 2 são descritas as componentes presentes nos geradores comuns, o seu funcionamento e condições de operação. São também abordadas, simplificadaamente, as principais teorias atualmente usadas no estudo dinâmico da estrutura, sendo que são utilizadas no software utilizado. O objetivo do capítulo é facilitar a compreensão das análises seguintes.

O terceiro capítulo incide na caracterização da estrutura, são discutidas as condições e princípios a considerar de modo a caracterizar o comportamento dinâmico do gerador, apresentados os problemas usuais a que este tipo de estruturas está sujeita. É também apresentado o software utilizado, descrevendo o seu funcionamento e utilização. Por fim são abordadas as funcionalidades do FAST tendo em conta as ferramentas de pós-processamento de dados utilizadas posteriormente.

O quarto capítulo contém uma descrição do caso de estudo, localização e condições de operação do gerador em causa. São descritos os ensaios experimentais realizados, o seu procedimento e equipamento. Os resultados dos ensaios, parâmetros modais e dados do sistema SCADA o gerador em funcionamento, são discutidos na parte final do capítulo.

No quinto capítulo são apresentados os modelos gerados ao longo da tese. Primeiramente são descritos os modelos estruturais simplificados realizados, gerados no software ROBOT. Os modelos em causa têm como principal objetivo obter resultados preliminares, relações entre as

várias componentes da estrutura e facilitar a compreensão do comportamento dinâmico do gerador. Os resultados relativos aos modelos estruturais contemplam análises de sensibilidade a alterações da geometria, massa e parâmetros mecânicos das componentes do gerador, dados que se revelaram úteis no desenvolvimento do modelo FAST.

No capítulo 5 é descrito o modelo desenvolvido no FAST assim como as opções tomadas ao longo da modelação. É apresentada uma descrição pormenorizada dos módulos associados à análise efetuada, contemplando a caracterização da geometria e propriedades mecânicas da torre, efeito da ação do vento, influência dos sistemas de controlo no funcionamento e otimização do gerador e por fim descrição do processo de cálculo das cargas aerodinâmicas a que a estrutura está sujeita.

Os resultados associados ao modelo são apresentados tendo em vista a validação do modelo comparando com os resultados experimentais. A partir dos ficheiros de resultados obtidos pelo FAST realizaram-se vários tipos de análise: foram consideradas várias condições de operação, comportamento com e sem sistema de controlo, análise de vibração livre de modo a obter as frequências naturais associadas à torre, simulação do comportamento da estrutura em caso de avaria e foram analisados os esforços correspondentes a diferentes condições de operação. Os resultados associados ao modelo apresentaram boa correlação com os resultados experimentais e com os dados recolhidos pelo sistema SCADA.

Por fim são apresentados os resultados associados ao pós-processamento dos ficheiros de resultados FAST. Na análise do diagrama de Campbell foram considerados dois casos, nos quais a importância da rigidez das pás no comportamento dinâmico da torre é abordada. A análise à fadiga da estrutura é apresentada no fim do capítulo. São apresentados os processos de cálculo associados à ferramenta Mlife, sendo descrito o seu funcionamento. A par da análise com Mlife foi realizada uma análise detalhada descrevendo o processo de cálculo tradicional na análise à fadiga, apresentando o diagrama de ciclos e a aplicação da regra de Palmgren-Miner.

Os resultados obtidos pelo modelo FAST apresentam algumas incertezas relativamente às propriedades mecânicas de alguns componentes, pois não foi possível a obtenção dos dados relativos aos componentes do gerador em estudo. Porém, com alguns ajustes foi possível obter resultados coerentes com os dados experimentais, permitindo assim simular o comportamento dinâmico do gerador em operação.

Em relação à análise de fadiga, a abordagem ao tema foi vista como uma análise extra associada às funcionalidades do FAST. O Mlife apresenta-se então como uma ferramenta muito versátil, de grande utilidade e extremamente potente, sendo com as análises preliminares efetuadas não foi possível explorar na totalidade as capacidades do Mlife.

Desenvolvimentos futuros

Ao longo do trabalho desenvolvido, foram tomadas opções relativas à descrição do sistema de controlo e caracterização da ação do vento considerando processos simples. No caso do controlo pitch, foi alterada uma rotina gerada para uma outra estrutura diferente do gerador em estudo. Assim, o modelo gerado poderia ter sido feito considerando ferramentas mais completas, como a utilização de ficheiros dll para a caracterização da ação do vento e controlo do sistema, possibilitando assim uma maior flexibilidade e um ajuste melhor às condições reais de operação.

A verificação dos resultados descritos na presente tese poderia ser realizada considerando a modelação do gerador utilizando outro tipo de software.

A instalação de sensores nas pás do gerador permitiria a obtenção dos parâmetros modais associados ao comportamento dinâmico das pás. Com a caracterização das propriedades mecânicas das pás seria possível comparar os resultados obtidos no modelo com os dados experimentais.

Como foi referido, as funcionalidades da ferramenta Mlife não foram alvo de estudo extensivo na presente tese, pelo que a continuação da análise de fadiga do modelo gerado será interessante para verificar que tipos de carregamentos contribuem mais para o consumo do tempo de vida do aerogerador e para realizar uma análise mais realista do tempo de vida estimado para o aerogerador, tendo em conta as condições reais de operação.

Bibliografia

- ARÁNTGUI, Roberto Lacal; CORSATEA, Teodora; SUOMALAINEN, Kiti - **2012 JRC wind status report energy in Europe**. ISBN 9789279279553.
- BRØNDSTED, Povl; LILHOLT, Hans; LYSTRUP, Aage - Composite Materials for Wind Power Turbine Blades. **Annual Review**. 1 (2005) 505–538. doi: 10.1146/annurev.matsci.35.100303.110641.
- BURTON, Tony *et al.* - **Wind Energy Handbook**. ISBN 9781119992714.
- FIVE, Chapter - Joint Probability Distributions. x (2012) 232–283. doi: 10.1007/978-1-4614-0391-3.
- HAU, E. - **The Wind Resource**
- HAU, Erich; RENOARD, Horst VON - Wind Turbines. . ISSN 978-953-307-221-0. 3:2006). doi: 10.1007/3-540-29284-5.
- HAYMAN. G. J; JR, M. Buhl. - MLife User's Guide. October (2012) 20.
- HAYMAN, G. J. - MLife Theory Manual for Version 1.00. October (2012) 12.
- JOHNSON, G. L. (2001). Wind Energy Systems, Prentice Hall.
- JONKMAN, B. J.; KILCHER, L. - TurbSim User's Guide. **National Renewable Energy Laboratory**. September (2012) 1–87. doi: 10.2172/891594.
- JONKMAN, Bonnie J.; JONKMAN, Jason. M. - FAST v8.16.00a-bjj User's Guide. **National Renewable Energy Laboratory**. 2016) 58.
- JONKMAN, J. - Servo-Elastic Module. 2013).
- JONKMAN, J. M. - Modeling of the UAE Wind Turbine for Refinement of FAST_AD. **Contract**. December (2003) 184. doi: 10.2172/15005920.
- JONKMAN, J. M. *et al.* - AeroDyn v15 User's Guide and Theory Manual. 2015).
- JONKMAN, J. M.; JONKMAN, B. J. - FAST modularization framework for wind turbine simulation: Full-system linearization. **Journal of Physics: Conference Series**. . ISSN 17426596. 753:8 (2016). doi: 10.1088/1742-6596/753/8/082010.
- JONKMAN, Jason - FAST User's Guide. . ISSN 1600-0447. 123:6 (2005) 407–8. doi: 10.2172/15020796.
- KALMIKOV, Alexander - Wind Power Fundamentals. **Wind Energy Engineering**. . ISSN 19961073. 2017) 17–24. doi: 10.1016/B978-0-12-809451-8.00002-3.
- LUNDSAGER, P., S. Frandsen and C. J. Christensen (1980). Analysis of Data from the Gedser Wind turbine 1977-1979. Riso-M-2242. Roskilde, Denmark, Riso National Laboratory.
- MAGALHÃES, Filipe - **Identificação Modal Estocástica Para Validação Experimental de Modelos Numéricos** (2004), Tese Mestrado, Feup
- MATHA, Denis *et al.* - Qualification of innovative floating substructures for 10MW wind turbines and water depths greater than 50m Start date 2015-06-01 Deliverable D1 . 2 Wind turbine models for the design. 2015) 1–29.

NP EN 1991-1-4 - Eurocódigo 1 - Ações em estruturas. Parte 1-4: Ações gerais. Ações do vento. 2010) 106.

OLIVEIRA, Gustavo - Vibration-based structural health monitoring of wind turbines (Doctoral Thesis). April (2016) 393.

PLATT, Andy; JONKMAN, Bonnie; JONKMAN, Jason - InflowWind User 's Guide. 2016).

RAMLER, J. R. and R. M. Donovan (1979). Wind turbines for Electric Utilities: Development Status and Economisc. N. T.-. DOE/NASA/1028-79/23, AIAA-79-0965.

RANKINE, W. J. M. (1865). On the Mechanical Principles of the Action of Propellers, Transactions of the Institution of Naval Architects.

SAVONIUS, S. J. (1931). The S-Rotor and Its Applications. Mechanical Engineering 53(5): 333-338.

SECTOROV, W. R. (1973). The first aerodynamic three-phase electric power plant in Balakawa, National Aeronautics and Space Administration (NASA).

SHEPHERD, D. G. - Historical development of the windmill. . ISSN 0036-1445. 1990). doi: 10.2172/6342767.

VESTAS - V100-1.8 mw. [s.d.]).

VESTAS WIND SYSTEMS A/S - Vestas V164-8.0MW. 2011) 8. doi: 10/2012-EN.

<https://www.energy.gov> acedido em 15-5-2018

<http://windsorstar.com/news/local-news/wind-turbine-topples-in-chatham-kent> acedido em 23-5-2018

<http://emmanuel.branlard.free.fr/work/papers/html/2008ecn/node29.php> acedido em 19-6-2018

http://mstudioblackboard.tudelft.nl/duwind/Wind%20energy%20online%20reader/Static_pages/upwind_downwind.htm acedido em 7-5-2018

<https://nwtc.nrel.gov/FAST8>. acedido em 22-5-2018

<https://wind.nrel.gov/airfoils/> acedido em 6-4-2018

<https://wind.nrel.gov/forum/wind/viewtopic.php?t=833> acedido 2-6-2018